

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ 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

Нефтехимия и технология переработки нефти и газа

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

Тюмень
ТИУ
2018

УДК 622.32
ББК 72
Н 76

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

Редакционная коллегия:
Д. В. Пяльченков (зам. ответственного редактора),
Л. В. Трушкова, С. Ф. Мулявин

Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы
Н 76 Международной научно-практической конференции / отв. ред.
П. В. Евтин. – Тюмень: ТИУ, 2018.
Том II. – 338 с.
ISBN 978-5-9961-1715-4 (*т. 2*)
ISBN 978-5-9961-1713-0 (*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: «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа», «Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений».

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 978-5-9961-1715-4 (*т. 2*)
ISBN 978-5-9961-1713-0 (*общ.*)

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный
университет», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа».....	14
Модернизация производства МТБЭ	14
<i>Ахманаев А.Ю.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Принципы выбора реагентов-деэмульгаторов для Красноленинского месторождения	16
<i>Бабешина Е.И.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Увеличение выхода целевых продуктов установки компримирования и переработки газа Сургутского УПГ	19
<i>Багаутдинов С.Х.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Вязкостное и структурное застывание нефтяных базовых масел	21
<i>Баруткин В.В.¹, Георгиев О.В.², Байда А.А.¹</i> ¹ Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень; ² Филиал ООО «ЛЛК-Интернешнл», г. Тюмень	
Депарафинизацию нефтяного сырья в электрическом поле	23
<i>Башлаева В.С., Давлиев И.Р.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Обеспечение эффективной работы «ЗапСибНефтехим»	26
<i>Башлаева В.С., Сафин Н.С., Шабарчин А.А.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Применение турбодетандеров, энергосбережение в газовой промышленности	28
<i>Бузлуков А.А. Мозырев А.Г.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Современные направления переработки тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья	31
<i>Булавка Ю.А., Ляхович В.А., Москаленко А.С.</i> Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк	
Описание газодифракционной установки (ГФУ)	33
<i>Бурдеев П.Е.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ физико-химических свойств газового конденсата с целью разработки рекомендаций по его переработке	36
<i>Вачаева Т.Н.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Методы очистки углеводородных газов от серосодержащих соединений	38
<i>Веремейчик И.А.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оптимизация технологии процесса пиролиза	40
<i>Веселова Е.С.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Установка стабилизации газового конденсата Сургутского ЗСК и возможности ее модернизации	42
<i>Войку И.В.</i> Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Совершенствование технологии выделения целевого продукта из контактного газа производства бутадиена.....	45
<i>Гагарин А.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Исследование n-гексана на цеолитсодержащей каталитической системе, промотированной празеодимом	47
<i>Гадиров Э.А., Комарова Н.И., Аниськова Т.В.</i>	
Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, г. Саратов	
Анализ «узких мест» предприятия «ЗапСибНефтехим» и пути их устранения	49
<i>Глазкова А.А., Ибрагимов А.Т., Старцев В.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
Использование ингибиторов для предотвращения коксообразования в печах пиролиза	52
<i>Глазкова А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
Распределение n-алканов в продуктах электродепарафинизации летнего дизельного топлива из смеси нефтей Западной Сибири	53
<i>Давыдов Д.В., Потапова Д.В. Яковлев Н.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Фазовый состав железа и его сплавов.....	56
<i>Джафаров О.Р., Махлай А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Изучение изменения состава и свойств газоконденсатной смеси Берегового газоконденсатного месторождения	59
<i>Дмитриева Т.Б., Глазунов А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Основные катализаторы процессов дегидрирования.....	60
<i>Заречнева В.Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ работы установки по подготовке природного и попутного газа с целью её модернизации	62
<i>Иброхимов М.Х.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ работы установки получения изопропилбензола алкилированием.....	65
<i>Ишматова И.Ф.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
Сравнение технологий малотоннажного производства СПГ	66
<i>Карпов А.Б.</i>	
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва	
Изучение процессов стабилизации при измерении показателя текучести расплава в гранулах полипропилена	69
<i>Ковырялова И.Э.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Подготовка природного газа к сжижению с использованием мембран и КЦА.....	72
<i>Кондратенко А.Д.</i>	
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва	

Анализ технологических параметров с целью оптимизации работы установок подготовки нефти на Западно-Сибирских месторождениях	74
<i>Корюкова С.В., Дерюгина О.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Повышение эффективности разрушения водонефтяных эмульсий путем замены деэмульгатора	77
<i>Корюкова С.В., Дерюгина О.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Применение методов магнитогидродинамической обработки для увеличения эффективности разрушения водонефтяных эмульсий	80
<i>Кощеева А.А., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Системный анализ теплотехнической схемы производства этилена	83
<i>Кощеева А.А., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Азеотропная осушка и очистка пропана от метанола и воды.....	86
<i>Крюков Д.О., Дерюгина О.П.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
«Узкие места» основных производств Тобольской промышленной площадки.....	88
<i>Крюков Д.О., Потыкун М.Р., Соколова К.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Методы повышения эффективности аппаратов воздушного охлаждения.....	89
<i>Литвякова М.Н., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оптимизация установки первичной переработки нефти с целью увеличения выхода и качества готовой продукции.	92
<i>Мазуренко О.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Способы повышения энергоэффективности и ресурсосбережения	93
<i>Маркович Д.А., Антипина А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Влияние глубины отбензинивания Западно-Сибирской нефти на показатели процесса ректификации	95
<i>Маслов А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Новый антикоррозионный материал для защиты нефтехимического оборудования	98
<i>Махлай А.М., Смирнова Н.В., Джафаров У.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Пути энергосбережения в процессах переработки углеводородных газов	101
<i>Михайлова А.Е., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Расчет циклона с внутренними элементами и анализ его эффективности	103
<i>Никулин А.С., Круглов С.С.</i>	
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва	
Искусственные методы фазового перехода в эпсилон-фазу железа.....	106
<i>Окишоров Р.А., Денисенко Д.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Совершенствование системы подготовки газа и газоконденсата на УППГ за счет применения системы НТК.....	108
<i>Павлов А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Снижение потерь бутадиена-1,3 установки ДБО-10 при экстрактивной ректификации бутадиена-сырца от ацетиленовых углеводородов.....	109
<i>Панкцел С.Э., Глазунов А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Тобольский нефтехимический кластер: новая формула интеграции и создания ценности	111
<i>Рулинская М.А., Корюкова С.В., Кабанов А.Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Применение компрессорного оборудования с целью повышения рационального использования попутного нефтяного газа	112
<i>Сарычева Ю.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ работы установки суспензионной полимеризации пропилена.....	115
<i>Смаглюк Д.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оптимизация технологии разделения пирогаза установки пиролиза.....	118
<i>Солошенко Н.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Разработка технологии комбинированной переработки широкой бензиновой фракции с получением автобензина стандарта ЕВРО-5	119
<i>Тамазян Д.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Изучение состава продуктов кавитационной обработки газового конденсата	122
<i>Таранов И.В., Таранова Л.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Расчёт оборудования установки каталитического риформинга	125
<i>Шалапов В.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Тенденции развития конструкций нефтегазовых сепараторов	126
<i>Щелконогов В.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Способы решения вопросов энергосбережения и энергоэффективности трубчатых печей	128
<i>Якупова С.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
СЕКЦИЯ «Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений»	131
Интерпретации гидродинамических исследований на примере сеноманской скважины Восточно-Таркосалинского месторождения	131
<i>Айваседо М.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Программа исследований для определения оптимального давления нагнетания воды в пласт не приводящего к самопроизвольному разрыву пласта	134
<i>Багаев У.А., Рагимов С.И., Коростелев В.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Анализ возможности проведения внутрислового горения в природных сланцах	136
<i>Балин И.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Прогноз конусообразования в горизонтальных скважинах газоконденсатных залежей	139
<i>Балин Д.В.</i>	
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск	
Технологии при проведении геолого-технических мероприятий на газовых скважинах	142
<i>Баловацкая А.А., Гребенюк А.И., Ильмурзина Д.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Механизм вытеснения нефти из пластов при водогазовом воздействии	144
<i>Белобородова Ю.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Обзор современного состояния исследований, связанных с извлечением метана из гидратосодержащей пористой среды путем замещения диоксидом углерода	147
<i>Бельских Д.С.¹, Бородин С.Л.²</i>	
¹ Тюменский государственный университет, г. Тюмень; ² Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень	
Целесообразность бурения боковых стволов на объекте БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Рускинского месторождения.	149
<i>Бояр А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Бурение многозбойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек на примере Новопортовского месторождения	152
<i>Брикманн Е.А., Кааров Ж.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Прогнозирование эффективности проведения кислотной обработки скважин	155
<i>Вивдич К.В., Хайруллин А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Построение трехмерных цифровых промыслово-геологических моделей Дружного месторождения	158
<i>Ворновский В.Л., Скаретнов А.А., Коротков А.Г.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ гидродинамических исследований на месторождении С	160
<i>Галева А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Опыт применения технологий МГРП в России	163
<i>Гартвик А.А., Кирсанов М.С., Меженная Н.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Программная симуляция работы буровой установки	165
<i>Геймур В.О., Устинов С.О., Хасанов Р.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Технология оснащения газовых скважин концентрической лифтовой колонной без глушения	167
<i>Герасимов А.В., Склюев А.А., Винник С.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Методы локализации остаточных запасов нефти	170
<i>Гольцов А.Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в условиях низкопроницаемых залежей и используемые технические средства	172
<i>Грибок Н.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Определение и построение зависимости капиллярное давление – водонасыщенность методом ртутной порометрии	174
<i>Давиденков А.Ю., Наумов А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Устьевой пробоотборник со статическим смесителем	177
<i>Давлетшин И.Н.¹, Тсига Н.²</i>	
¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа; ² Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа	
Моделирование вытеснения нефти из нетрадиционных коллекторов	180
<i>Джамалутинов В.М., Тарканов А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ существующих методов влияния на реологические свойства водонефтяных эмульсий и нефтей с высоким содержанием асфальтенов путем электромагнитной обработки	182
<i>Дроздов А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Геолого-математическое исследование процесса фильтрации в условиях неопределенности в сложнопостроенных коллекторах	184
<i>Духович Н.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Достоверность определения коэффициента абсолютной проницаемости терригенных отложений для целей построения гидродинамических моделей	186
<i>Дьячков А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
Эффективность горизонтальных скважин от вертикальных	189
<i>Евтеев С.А.</i>	
Тюменский индустриальный институт, г. Тюмень	
Метод парогравитационного дренажа (SAGD)	192
<i>Емельянов А.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Горизонтальные скважины как один из методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов на объектах Крайнего месторождения	194
<i>Зомарева Е.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Проектирование гидравлического разрыва пласта в газовых скважинах	196
<i>Зубков А.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Прогнозирование образования гидратов в газовых скважинах	198
<i>Зубкова К.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Предложение по реализации термической обработки призабойной зоны пласта с целью увеличения подвижности конденсатного вала	200
<i>Инякин В.В., Костина Е.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Полимерное заводнение на пластах Покурской свиты западной Сибири ПК1-3 .	202
<i>Исхаков Р.Ф.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Совершенствование системы разработки с применением горизонтальных скважин и применением в них многозонного гидравлического разрыва пласта.....	204
<i>Кааров Ж.З., Лавриченко А.С., Мамбетов Ж.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Разработка системы автоматизации для дожимной насосной станции.....	206
<i>Казанцев М.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Способы изоляции водопритоков на скважинах ЯНГКМ.....	208
<i>Колесник Я.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
К вопросу применения скважинной гидродобычи песка для обустройства нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири	209
<i>Короткова Ю.С.¹, Коротков С.А.²</i>	
¹ Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень; ² ООО «Газпром проектирование», г. Тюмень	
Опыт разработки трещинно-кавернозного карбонатного коллектора на примере Юрубчено-Тохомского НГКМ.....	211
<i>Кошманов П.Е.</i>	
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск	
Определение оптимальной протяженности горизонтальных окончаний в горизонтальных и многозабойных скважинах.....	214
<i>Крамар В.Г., Баранов С.С., Крашенинина О.В.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
Применения горизонтальных скважин для освоения газовых и газоконденсатных месторождений.....	217
<i>Краснов В.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Опыт применения многостадийного гидроразрыва пласта по технологии tts на нефтяных месторождениях Западной Сибири в условиях низкопроницаемых коллекторов со сложным геологическим строением.....	220
<i>Лавриченко А.С., Медведев К.С., Кааров Ж.З.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оптимизация эксплуатационных затрат при управлении добычей нефти установками ЭЦН	223
<i>Латыпов В.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений	225
<i>Лесин В.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Обоснование оптимального количества стадий ГРП в горизонтальных скважинах для неоднородных низкопроницаемых коллекторов.....	226
<i>Лобанов П.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Новый алгоритм действий, как способ улучшения эффективности кислотных интенсификаций терригенных коллекторов.....	228
<i>Макшанов В.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Комплексный метод термобарохимической обработки призабойной зоны нефтяных скважин.....	230
<i>Мартынов М.О., Коростелев В.С., Пятыгина Д.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Актуальность применения новых технологий ГРП на Баженовской свите	233
<i>Матишин Н.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Влияние геолого-технологических факторов на эффективность применения радара	234
<i>Мелешко Н.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Методы контроля и предупреждения коррозии в системе подготовки нефти и газа	236
<i>Молдатаев Н.Б.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Алгоритм обнаружения трещин и экранирующих разломов в нефтяном пласте с использованием промысловых данных и фильтрационной модели потоков жидкости между скважинами	238
<i>Мусакаев Э.Н.^{1,2,3}, Косяков В.П.^{1,2,3}</i>	
¹ Тюменский филиал института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук; ² ООО «Юни-КОНКОРД»; ³ Тюменский государственный университет	
Оценка эффективности применения скважин с горизонтальным окончанием на нефтяном месторождении.....	240
<i>Мясник А.В., Хайруллин Аз. А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения	243
<i>Наумов А.А., Давиденков А.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Эффективность проведения ГРП на Северо-Губкинском месторождении	246
<i>Никитина О.А., Шаранова О.Ю., Магерамов Р.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Поддержание пластового давления закачкой газа	248
<i>Нуртдинов Т.Р., Павлова А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Применение и исследование поверхностно-активных веществ (ПАВ) для воздействия на нефтяные пласты.....	249
<i>Осипян Э.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оптимизация заводнения нефтяных месторождений при высоких давлениях закачки	252
<i>Остапчук Д.А., Синцов И.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Эффективность применения горизонтальных скважин по сравнению с наклонными на примере Ромашкинского месторождения	254
<i>Павлова А.А., Нуртдинов Т.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Разработка и исследования технологии повышения околоскважинной зоны электро-гидроударами.....	257
<i>Паклинов Н.М., Барышников А.А., Ведменский А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет г. Тюмень	
Анализ метода материального баланса при подсчете запасов.....	259
<i>Паутов А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Применение методов Data Mining для повышения эффективности	260
<i>Полякова Н.С., Радевич Ю.Е.</i>	
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень	
Обоснование эффективных способов разработки сенон-туронских отложений на месторождениях Ямала	263
<i>Пономарева Д.В., Урванцев Р.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Борьба с обводнением газовых скважин посредством нового метода ввода на забой поверхностно-активных веществ.....	265
<i>Портнягин Н.Е., Огай В.А, Шеломенцев В.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Повышение эффективности паротепловых методов добычи высоковязких нефтей с использованием катализатора на основе кобальта	267
<i>Пуртов С.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Исследование эффективности применения нестационарного заводнения трещиновато-пористых коллекторов.....	270
<i>Пятков А.А.^{1,2,3}, Косяков В.П.^{1,2}</i>	
¹ ООО «ЮНИ-КОНКОРД», г. Тюмень; ² Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики СО РАН – ТюмФ ИТПМ им.С.А.Христиановича СО РАН, г. Тюмень; ³ Тюменский государственный университет, г. Тюмень	
Анализ эффективности методики проведения ГРП на Южно – Ягунском месторождении	272
<i>Пятыгина Д.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Использование методов многомерной оптимизации в геолого-промысловом анализе.....	274
<i>Романенков П.В.¹, Романенков А.В.²</i>	
¹ Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень; ² Тюменский государственный университет, г. Тюмень	
Переходная теплопроводность при радиальном движении цилиндрического источника тепла - применение к тепловым методам увеличения нефтеотдачи... 	276
<i>Саабесагр К.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ эффективности реализации циклического заводнения на нефтяном месторождении.....	279
<i>Сапрыкин А.В., Фоминых О.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ методов увеличения нефтеотдачи на примере Суторминского месторождения	281
<i>Сапрыкин А.В., Фоминых О.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Обоснование необходимости бурения второго ствола с горизонтальным окончанием.....	282
<i>Сафонов А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Применения ГРП и ОПЗ	285
<i>Сергеев В.С., Попов В.А., Макшанов В.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Опыт проведения МГРП в горизонтальных скважинах на залежи ТРИЗ на Западно-Эпасском месторождении	287
<i>Серёдкин В.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Результаты исследования газовых скважин, оборудованных плунжерным лифтом	289
<i>Склюев А.А., Герасимов А.В., Винник С.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Актуальность применения повторных ГРП на Ачимовских газоконденсатных скважинах	292
<i>Слепцов Я.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Моделирование входного дебита ГРП для прогнозирования его потенциальной эффективности.....	294
<i>Тарканов А.А., Джамалутин В.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.	
Анализ эффективности разработки Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ясмовейского ЛУ	297
<i>Толстихина П.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Прямой расчет текущего коэффициента охвата.....	300
<i>Тополева А.В., Чикиров Р.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оценка эффективности устройств контроля притока штуцерного типа на примере скважины месторождения Западной Сибири	302
<i>Урванцев Р.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Плазменно-импульсное воздействие – современный подход в добыче углеводородов	305
<i>Уфимцева М.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Измерение абсолютной проницаемости горных пород.....	307
<i>Ушакова А.В., Герцен А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Особенности организации и моделирования процесса нестационарного циклического заводнения.....	310
<i>Халилова Ю.В., Козлов В.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ обводнения залежи Комсомольского месторождения	313
<i>Хасанов Р.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ эффективности применения технологии плазменно-импульсного воздействия на скважинах месторождений ТПП «Когалымнефтегаз».....	315
<i>Ходаковский П.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ основных технологических показателей разработки Западно-Угтского месторождения	317
<i>Хункерханов В.А., Боровинский А.В., Чазов Д.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Зарезка боковых стволов скважин как метод интенсификации добычи нефти на нефтяных месторождениях юга ЯНАО.....	319
<i>Чепало А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Перспективные технологии вовлечения в разработку Баженовской свиты	321
<i>Чубаков Е.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах	322
<i>Чублов С. А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Опыт проведения многозонного гидроразрыва пласта по технологии Texas-two-step на Ватьеганском месторождении	325
<i>Шабалин К.А., Чайникова Ю.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Эффективность проведения ГРП на Восточно-Придорожном месторождении	327
<i>Шарапова О.Ю., Никитина О.А., Магерамов Р.А</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Использование концентрических лифтовых колонн на месторождениях завершающей стадии эксплуатации.....	330
<i>Шендерук М.В., Щербаченя А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Увеличение добычи нефти применением ГРП и кислотных составов на месторождении Шэнли (Республика КНР).....	332
<i>Ю Гуаньцзюнь, Люй Гоциянь</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Комплексный подход к исследованию процессов закачки воздуха в пласт для повышения нефтеотдачи	335
<i>Янгиров Р.Р.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

СЕКЦИЯ «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа»

Модернизация производства МТБЭ

Ахманаев А.Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Метилтретбутиловый эфир представляет собой бесцветную жидкость с эфирным запахом. Он является важнейшим представителем простых эфиров. Данный эфир достаточно хорошо растворяется в этаноле, плохо в воде; образует азеотропные смеси с метанолом, водой [1].

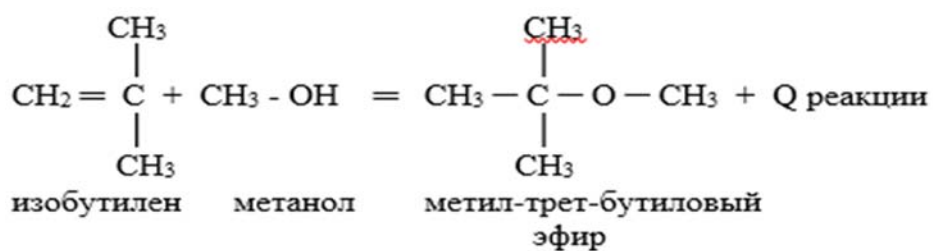
В настоящее время повышаются экологические требования к автомобильным выбросам. Это приводит, в свою очередь, к ужесточению эксплуатационных условий современных двигателей внутреннего сгорания. В этих условиях требуется использовать современные разнообразные присадки к моторным топливам.

МТБЭ является высокооктановым компонентом автомобильных бензинов. Эта присадка стала использоваться взамен высокотоксичного, ядовитого металлоорганического соединения – тетраэтилсвинца, в связи с переходом России в 2002 году на применение исключительно неэтилированного бензина. Введение МТБЭ в автомобильные бензины улучшает их характеристики и одновременно улучшает экологическую обстановку, что является основным фактором все большего его применения, как в России, так и за рубежом. Метилтретбутиловый эфир содержит в своей структуре кислород. Это позволяет увеличить КПД сгорания топлива, а также значительно снижает количество вредных выхлопов в атмосферу. Его октановое число составляет 115-135 единиц по исследовательскому методу. Данный эфир добавляется в автомобильные бензины в количестве не более 15 % масс. Наиболее оптимальное количество составляет 5-12 % масс. МТБЭ.

В отличие от других кислородосодержащих соединений, МТБЭ смешивается в любых пропорциях с бензином, является менее токсичным соединением. По степени воздействия на организм человека метилтретбутиловый эфир относится к четвертому классу опасности, веществам малоопасным (ГОСТ 12.1.007).

МТБЭ получается в результате реакции алкилирования метанола изобутиленом. Типичным сырьем для производства МТБЭ является фракция C₄ каталитического крекинга и пиролиза, а также фракция C₄ установок дегидрирования изобутана [2].

Основная реакция получения МТБЭ экзотермическая и обратимая, её равновесие смещается вправо при повышении давления и снижении температуры. Реакция протекает на катализаторе PUROLITE:



Реакционный узел на установке по производству МТБЭ оформлен по передовой отечественной технологии, основанной на «каталитической дистилляции» в сочетании с двумя прямоточными трубчатыми реакторами.

Для обеспечения получения товарного МТБЭ, соответствующего по качеству мировым стандартам, в технологической схеме присутствует ректификационная колонна, в которой происходит разделение МТБЭ от метанола и димеров изобутилена.

Степень конверсии данного процесса достигает 85%. Тепло экзотермической реакции снимается циркулирующим конденсатом по межтрубному пространству реактора.

Для получения МТБЭ с чистотой не менее 98,0% масс. применяется ректификационная колонна, представляющая собой отдельно стоящую нижнюю часть реакционной-ректификационного аппарата, где производится отгонка углеводородов C₄ и метанола.

Колонна снабжена массообменными устройствами, представленными в виде однопоточных клапанных тарелок.

Для улучшения общих показателей эффективности и производительности тарелок целесообразно заменить данные тарелки на однопоточные жесткофиксированные клапанные тарелки со стандартными сливными карманами или с укороченными клапанами. Такие тарелки более устойчивы к засорению, благодаря большим неподвижным клапанам. Стандартная структура сливного кармана упрощает конструкцию, однако укороченная конструкция максимально увеличивает активную зону по сравнению со стандартными [3].

Клапанные жесткофиксированные тарелки представлены на рисунке 1.



Рисунок 1. Клапанные жесткофиксированные тарелки

Библиографический список

1. Алкилирование. Исследования и промышленное оформление процесса. / Под редакцией Олбрайта Л.Ф. и Голдсби А.Р. М.: Химия, 1982. - 336 с.
2. Вержичинская, С. В. Химия и технология нефти и газа: учебное пособие. / С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, С. А. Синицин – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. – 400 с.
3. Сайт компании Koch-Glitsch [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.koch-glitsch.com/ru/masstransfer/pages/SUPERFRAC.aspx>

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент.

Принципы выбора реагентов-деэмульгаторов для Красноленинского месторождения

Бабешина Е.И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Многие Российские месторождения находятся на поздней стадии разработки. Это обуславливает высокую обводненность добываемой нефти. Основная задача промысловой подготовки нефти - это разделение образующихся водонефтяных эмульсий.

Оптимизация применения деэмульгаторов позволит наилучшим образом решать технологические задачи при минимальных затратах. Рациональное применение деэмульгаторов важно также в целях снижения затрат, так как доля деэмульгаторов в себестоимости подготовки нефти довольно значительна и составляет порядка 10% [1].

Нефти Каменного и Ем-Еганского нефтяных месторождений средней плотности, вязкости с высоким содержанием твердых парафинов, смол, и средним содержанием асфальтенов. Для стабилизаторов водонефтяных эмульсий характерен смолопарафиновый тип. Подобные нефти образуют эмульсии с высокой стойкостью к воздействию деэмульгатора.

Продукция скважин Красноленинского месторождения имеет среднюю обводненность, которая варьируется в пределах 50...70 %. Подготовка нефти осуществляется при температуре 45 °С с применением базового деэмульгатора Геркулес 2022 С. со средним удельным расходом 30... 32 г/т.

Одна из основных причин неэффективной технологии подготовки нефти Красноленинского месторождения - низкая деэмульгирующая активность базового деэмульгатора Геркулес 2022 С. При использовании Геркулес 2022С происходит образование вторичной эмульсии. Данная эмульсия является промежуточным эмульсионным слоем (пром-слой) в резервуарах товарного парка, приводящая к ухудшению качества подготавливаемой нефти, а также к дополнительному увеличению удельного расхода деэмульгатора не-

обходимого для разрушения образовавшегося пром-слоя и соответственно повышения капитальных затрат на подготовку 1 т нефти [2].

Авторами [2] статьи были выполнены исследования деэмульгаторов: Геркулес 2022, «Алкиокс» и их композиций на эмульсиях нефти Красноленинского месторождения. Результаты исследований представлены в таблице 1 и 2.

Таблица 1

Деэмульгирующая эффективность реагентов при моделировании процесса подготовки нефти на УПСВ-ДНС «Каменное»

Деэмульгатор	Динамика отделения воды(% об.) за время(мин) при							Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %
	45°C						40°C		
	0	5	10	15	20	22	90		
Без реагента	0	0	0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	58,0
Геркулес 2022	0	31	50	51	53	54	55	90	0,6
Алкиокс-507	0	10	24	42	48	50	50	82	10,3
Алкиокс-539	0	15	24	33	39	44	46	75	13,8
Алкиокс-541	0	38	52	57	59	60	60	98	0,2

Таблица 2

Деэмульгирующая эффективность реагентов при моделировании процесса подготовки нефти на УПН-1 и УПН-2 ЦТП «Красноленинский»

Деэмульгатор	Динамика отделения воды (% об.) за время(мин) при							Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %
	25°C						55°C		
	0	5	10	15	25	60	100		
Без реагента	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	56,0
Геркулес 2022	0	38	46	50	51	52	54	96	0,4
Алкиокс-507	0	21	39	48	48	50	51	91	6,8
Алкиокс-539	0	12	28	38	46	52	54	96	3,8
Алкиокс-541	0	45	55	55	55	55	55	98	0,2
Деэмульгатор	Динамика отделения воды (% об.) за время(мин) при							Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %
	25°C						55°C		
	0	5	10	17	30	60	90		
Без реагента	0	0	0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	56,0
Геркулес 2022	0	20	36	49	50	51	54	96	0,5
Алкиокс-507	0	18	32	40	46	48	49	88	7,4
Алкиокс-539	0	10	24	35	43	46	50	89	6,8
Алкиокс-541	0	38	50	54	55	55	55	98	0,19

Проанализировав результаты исследований, можно сделать вывод о том, что при сравнении с базовым реагентом (Геркулес 2022) наиболее эф-

фективным по динамике обезвоживания и по остаточному содержанию воды является многофункциональный композиционный состав Алкиокс-541. Использование данного деэмульгатора позволяет добиться остаточного содержания воды в пределах 0,2% при дозировке 50 г/т.

Одним из существующих методов исследования является ASTM D 4007-08 Стандартный метод определения содержания воды и осадка в сырой нефти методом центрифугирования. Данный метод по-другому называется «bottletest». Метод основан на визуальном наблюдении за расслаиванием эмульсии и водоотделением в стеклянных сосудах. Помимо длительности и трудоемкости «bottletest» имеет ряд недостатков: недостаточная воспроизводимость промышленных условий для деэмульсации и неточность в определении дозировки деэмульгатора.

В связи с этим возникают задачи. Решение данных задач обуславливает разработку новой методики, которая в свою очередь позволяет получать наиболее точные результаты при оценке эффективности реагентов-деэмульгаторов. Перечисленные недостатки существующего метода все же можно устранить. Для этого необходимо подобрать оптимальный режим замешивания эмульсии и оборудование, которое сможет обеспечить представительность единичных проб, отобранных для анализа. С этой целью в лаборатории ООО «БИНГ» проводились лабораторные исследования. В результате была разработана новая методика по подбору и оценке эффективности деэмульгаторов, по всем параметрам превосходящая метод «бутылочной пробы» [3].

Таким образом, методика подбора расхода деэмульгатора, предложенная ООО «БИНГ» может быть использована для совершенствования процесса подготовки нефти Красноленинского месторождения в условиях роста обводненности нефти.

Библиографический список

1. Космачева, Т. Ф. Совершенствование технологии подготовки нефти на основе оптимизации применения деэмульгаторов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Бугульма, 2005. – 157 с.
2. Трушкова, Л. В. Методики оценки эффективности реагентов – деэмульгаторов / Л. В.Трушкова, Ю. А.Сарычева // Нефть и газ Западной Сибири 2015: материалы Междунар. науч.-техн. конф., Тюмень. 15-16 окт.2015г. / Тюмен. Гос. Нефтегазовый ун-т; отв.ред. П.В.Евтин. – Тюмень, 2015. – С. 210-213.
3. Цыганов, Д. Г. Исследование эффективности деэмульгаторов для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий Каменного и Ем-Еганского нефтяных месторождений / Д. Г. Цыганов, С. В. Агниев, Н. Ю. Башкирцева, О. Ю. Сладовская // Нефтепромышленное дело. – 2015. – №7. – С.53-59.

Научный руководитель: Трушкова Л.В., кхн, доцент.

Увеличение выхода целевых продуктов установки компримирования и переработки газа Сургутского УПГ

Багаутдинов С.Х.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Управление по переработке газа, структурное подразделение открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз» - предприятие по переработке попутного нефтяного газа создано 31 декабря 2001 года на базе приобретенного производственного комплекса.

В процессе переработки сырьевого газа производится продукция: сухой отбензиненный газ - топливо для предприятий ОАО «Тюменьэнерго» (Сургутские ГРЭС), широкая фракция легких углеводородов, бензин газовый стабильный - основное сырье для предприятий нефтехимического комплекса Российской Федерации, пропан поступает в газосбытовые организации города Сургута и района, г. Нефтеюганска.

Целевым компонентом установки является пропановая фракция. Проектом предусмотрено извлечение из перерабатываемого газа пропана – 92%, а С3 и выше - 96% от потенциального содержания сырья. Анализ работы показал, что проектный режим в условиях эксплуатации практически выдерживался по всем технологическим параметрам, но при этом не достигается проектное извлечение пропана (92% от потенциального содержания). Последнее обусловлено тем, что фактически сырьевой газ в своем составе имеет меньшую концентрацию целевых углеводородов С3+ (по проекту 309 г/м³, а фактически 180–200 г/м³). Особенно мало в газе содержится пропана (по проекту 150 г/м³, а фактически 28–80 г/м³) [2].

В таблице 1 приведены фактические компонентные составы: сырьевого и суммарного отбензиненного газа, извлекаемой деэтанализированной ШФЛУ, а также потоков неконденсирующих газов, которые, суммируясь, образуют общий поток отбензиненного газа.

Из таблицы следует, что большую концентрацию пропана имеет неконденсирующийся газ, отходящий из рефлюксной емкости, или иначе верхний продукт деэтанализатора. Потери пропана вызваны тем, что фактически в верхнем продукте деэтанализатора соотношение компонентов метан–этан выше, чем это предусмотрено проектом. Повышенное содержание метана обуславливает ухудшение конденсации паров орошения в аппарате. По своему составу фактический верхний продукт колонны более летуч, чем проектный, поэтому в этих парах и высока концентрация пропана. Вследствие плохой конденсации паров в аппарате меньше пара подается на орошение и в деэтанализатор. По проекту количество пара, подаваемое на орошение, должно быть 75 м³/ч, а фактически его подается от 5 до 25 м³/ч.

Таблица 1

Фактические компонентные составы сырьевых потоков и продуктов установки

Компонент	Сырьевой газ		Массовая доля ШФЛУ, %	Отбензиненный газ		
	Молярная доля, %	Массовая доля, %		Молярная доля, %	Массовая доля, %	
N ₂	0,84	1,20	—	1,50	2,50	
CH ₄	88,66	72,67	—	95,37	91,68	
CO ₂	0,18	0,41	—	0,18	0,47	
C ₂ H ₆	2,58	4,0	2,42	2,29	4,13	
C ₃ H ₈	4,13	9,54	35,59	0,62	1,68	
iC ₄ H ₁₀	0,88	2,69	12,31	0,02	0,07	
nC ₄ H ₁₀	1,66	5,13	24,99	0,02	0,07	
iC ₅ H ₁₂	0,38	1,50	8,48	—	—	
nC ₅ H ₁₂	0,38	1,50	8,48	—	—	
C ₆₊	0,31	1,36	7,63	—	—	
Компонент	Газ из газоотделителя охлажденной среды		Газ из деметанизатора		Газ из рефлюксной емкости дезанизатора	
	Молярная доля, %	Массовая доля, %	Молярная доля, %	Массовая доля, %	Молярная доля, %	Массовая доля, %
N ₂	0,88	1,49	1,63	2,74	0,01	0,01
CH ₄	96,89	93,53	96,16	92,47	78,35	63,52
CO ₂	0,17	0,45	0,16	0,42	0,73	1,63
C ₂ H ₆	1,35	2,47	1,43	2,61	17,21	26,40
C ₃ H ₈	0,58	1,58	0,53	1,44	3,70	8,44
iC ₄ H ₁₀	0,04	0,14	0,03	0,10	—	—
nC ₄ H ₁₀	0,07	0,26	0,04	0,14	—	—
iC ₅ H ₁₂	—	—	0,01	0,04	—	—
nC ₅ H ₁₂	—	—	0,01	0,04	—	—
C ₆₊	—	—	0,00	0,00	—	—

Температура в кубовой части дезанизатора выше проектной, что объясняется повышенным содержанием в ШФЛУ пентано–гексановых фракций и меньшим содержанием пропана.

Для повышения коэффициента извлечения пропана из сырьевого газа было предложено: в поток паров, отходящих с верха деэтанизатора, перед их поступлением в пропановый холодильник впрыскивать 15-20 м³/ч ШФЛУ. ШФЛУ абсорбирует из неконденсирующихся газов основную массу пропана и частично этан, поэтому для орошения в верхнюю часть деэтанизатора подается не метан-этан-пропановая фракция, а охлажденный углеводородный конденсат, в состав которого входят углеводороды от метана до гексана. Деэтанизатор выполняет функцию абсорбера-деэтанизатора. В результате внедрения данного предложения был достигнут проектный коэффициент извлечения пропана (92%). Но в качестве абсорбента можно использовать не только готовую ШФЛУ, но и 15-20 м³ сырья деэтанизатора.

Как в первом, так и во втором варианте подачи абсорбента необходимо иметь некоторый резерв в холодопроизводительности ПХУ, такой резерв в настоящее время есть. При применении ШФЛУ в качестве абсорбента требуются определенные затраты на нагрев абсорбента (тепловая энергия) и его охлаждение (на привод вентиляторов), в связи с чем требуется дальнейшее изучение данного вопроса [1].

Библиографический список

1. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа [Текст]: учеб. пособие / С. А. Ахметов [и др.] – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 868с.
2. Чуракаев, А. М. Газоперерабатывающие заводы и установки [Текст]: Учеб. пособие / А. М. Чуракаев. – Москва: Недра, 1994. – 333 с.

Научный руководитель: Трушкова Л.В., канд. хим. наук, доцент.

Вязкостное и структурное застывание нефтяных базовых масел

Баруткин В.В.¹, Георгиев О.В.², Байда А.А.¹

¹*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;*

²*Филиал ООО «ЛЛК-Интернешнл», г. Тюмень*

Нефтяные базовые масла являются основой товарных масел различного назначения: смазочных, гидравлических, электроизоляционных и т.д. К эксплуатационным свойствам масел предъявляются различные требования, в том числе требования по подвижности масел при низких температурах, которая обычно оценивается по их температуре застывания (ГОСТ-20287). Застывание масел не считается строгой физико-химической характеристикой, поскольку является совокупностью сложных фазовых и структурных переходов двух групп углеводородов – кристаллизующихся и

стеклюющихся. По этой причине застывание масел подразделяют на структурное и вязкостное. Структурное застывание характерно для масел и полупродуктов производства масел, содержащих кристаллизующиеся высокоплавкие парафиновые, парафино-нафтеновые и парафино-нафтенароматические углеводороды. Это относится к полупродуктам производства масел. Вязкостное застывание в чистом виде характерно для стеклюющихся (некристаллизующихся) низкозастывающих парафинонафтеновых и парафинонафтенароматических углеводородов, которые обнаруживаются в глубокодепарафиновых маслах. Температура застывания, определяемая по стандартной методике, не позволяет выявлять независимо вязкостное и структурное застывание масел.

В работах [1, 2] на ограниченном числе частот 1, 5 и 10 кГц изучены углеводороды и полупродукты производства масел с использованием диэлектрической спектроскопии. Вязкостное застывание предлагается определять по температуре стеклования масел. Показано, что температуры стеклования всегда ниже температур застывания.

Настоящая работа посвящена диэлектрической спектроскопии нефтяных базовых масел в широком диапазоне частот и температур для оценки их вязкостного и структурного застывания.

Объектами исследования были нефтяные базовые масла: средневязкий, вязкий, остаточный компоненты и масло SN – 600. Для масел определялись некоторые физико-химические свойства: плотность, вязкость при температурах 40 и 100°C, показатель преломления и температура застывания.

Диэлектрическая спектроскопия масел проводилась с использованием измерителя иммитанса Е7-20 (Беларусь) в диапазоне температур от плюс 20 до минус 70 °С через 2 градуса и в интервале частот от 25Гц до 10кГц. Измерения электрической емкости и диэлектрических потерь D проводили с использованием ячейки с коаксиальными электродами. Емкость пустой ячейки - $113,3 \pm 0,33$ пкФ. Получали зависимости $\epsilon=f(t)$ и $D=f(t)$. По сочетанию зависимостей $\epsilon=f(t)$ и $D=f(t)$ в исследуемых маслах в некоторой температурной области установлена диэлектрическая релаксация, характеризующаяся падением значений ϵ и прохождением значений D через максимум. Значения температур при максимальных значениях D индивидуальны для каждого масла. Температуру стеклования определяли по максимуму на зависимостях диэлектрической проницаемости от температуры $\epsilon=f(t)$. По изменению плотности и показателя преломления установлено, что степень ароматизации масел повышается от средневязкого к остаточному компоненту. Остаточный компонент при температуре ниже температуры застывания из-за высокого содержания в его составе стеклюющихся и практически полного отсутствия кристаллизующихся углеводородов представляет собой гелеобразный продукт. Для таких масел, характеризующихся вязкостным застыванием, температура застывания по ГОСТ практически совпадает с температурой стеклования. Для других исследованных масел (кроме остаточного масла)

сопоставление температур застывания (по ГОСТ 20287) и температур стеклования по диэлектрической спектроскопии (по зависимостям $\varepsilon=f(t)$) показывает, что разница этих температур является значительной и находится в пределах от 19 до 42°C. Эта разница температур является следствием присутствия в составе масел кристаллизующихся парафино-нафтено-ароматических углеводородов. Очевидно, область температур между температурой застывания масел и температурой стеклования можно отнести к области структурного застывания. Истинной температурой застывания для этих масел можно считать температуру стеклования, которую, по нашему мнению, следует рассматривать как нижний порог работоспособности масел.

С высокой достоверностью аппроксимации установлена корреляция между данными по диэлектрической спектроскопии и данными по физико-химическим свойствам масел. Полученные зависимости могут быть использованы для экспресс-анализа минеральных базовых масел, в том числе для проведения контроля их качества и определения содержания в них воды, металлических частиц, смол, золы и т.д.

Библиографический список

1. Агаев, С. Г. Особенности фазовых переходов в углеводородах остаточных масел / С. Г. Агаев, М. Г. Шевелева, Л. А. Шаброва // Химия и технология топлив и масел. – 1990. – №11. – С. 29-31.

2. Агаев, С. Г. Температурно-диэлектрическая спектроскопия масляных углеводородов из смеси нефтей Западной Сибири / С. Г. Агаев, М. Г. Шевелева, О. П. Дерюгина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1990. – № 6. – С. 51-55.

Научный руководитель: Агаев С.Г., док. техн. наук, профессор.

Депарафинизацию нефтяного сырья в электрическом поле

Башлаева В.С., Давлиев И.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Депарафинизацию нефтяного сырья проводят с целью получения нефтепродуктов с улучшенными низкотемпературными свойствами. Существует несколько методов депарафинизации нефтяного сырья [1, 2]: депарафинизация растворителями, карбамидная депарафинизация, депарафинизация на цеолитах и гидродепарафинизация. Альтернативным этим способам является депарафинизация нефтяного сырья в электрическом поле. Такой процесс получил название электродепарафинизация [3-5]. Перспектива этого процесса определяется простотой технологии, аппаратурного оформления и низкими эксплуатационными затратами. Процесс элек-

тродепарафинизации заключается в осаждении на электродах высокоплавкой части парафиновых углеводородов из нефтяного сырья. Использование такого процесса по сравнению с известными методами депарафинизации обеспечивает высокий выход депарафинированных продуктов от их потенциального содержания в исходном сырье. При этом извлеченную высокоплавкую часть парафиновых углеводородов можно использовать в качестве смазок, сырья для производства вазелина, спичечного производства, изготовления свечей для освещения, в пищевом производстве, в косметической промышленности, сырья для нефтехимии, для получения восковой продукции, теплоаккумулирующих материалов и др. [6, 7].

Процесс депарафинизации нефтяного сырья и нефтепродуктов в электрическом поле осуществляется за счет эффектов электрофореза, двойного электрофореза, диэлектрофореза и диполофореза [1, 3-5]. Электрокинетическое перемещение кристаллов высокоплавких парафиновых углеводородов к электродам происходит в результате индуцирования электрических зарядов на поверхности кристаллов парафина. Создание заряда обеспечивается за счет адсорбции депрессорных присадок на кристалле парафина, которые вводят в нефтепродукт перед электродепарафинизацией. Кроме того, присадки понижают температуру застывания исходного сырья и, в результате, снижают структурную вязкость при низких температурах, что обеспечивает перемещение кристаллов парафинов в среде нефтяного сырья [1, 8].

На эффективность депарафинизации нефтяного сырья в электрическом поле влияют различные факторы и параметры процесса: природа твердых углеводородов, природа дисперсионной среды, температура процесса, напряженность электрического поля. Значительное влияние на эффективность оказывают активаторы процесса депарафинизации, которые вводятся в качестве добавок к депрессорным присадкам [1, 9]. В работе [9] процесс депарафинизации дизельного топлива усовершенствован за счет одновременного введения депрессорной присадки и слабо минерализованной воды в виде водно-спиртового раствора. В работах [10-12] на примере дизельных топлив различного фракционного состава показано, что выделение парафиновых углеводородов более эффективно при совместном использовании депрессорных присадок и высших жирных спиртов. Высшие жирные спирты проявляют сегнетоэлектрические свойства, т.е. обладают спонтанной поляризацией и при их кристаллизации индуцируют на поверхности собственных кристаллов значительные электрические заряды [13]. Введение депрессорных присадок (ДП) совместно с высшими жирными спиртами (ВЖС) за счет синергетического эффекта приводят к возрастанию электростатических потенциалов в системах ВЖС+ДП в 5 раз. В работах [10, 12] более подробно изучено влияние композиций депрессорной присадки Dodiflow-4971 фирмы Clariant и высших жирных спиртов на депарафинизацию дизельного топлива утяжеленного фракционного состава

ва. Показано, что совместное использование высших жирных спиртов и депрессорной присадки при электродепарафинизации по сравнению с одной присадкой без ВЖС позволяет увеличить выход депарафинированного дизельного топлива на 16,6% мас. и понизить температуру его помутнения на 8°C. В работе определены оптимальные параметры процесса. Установлено, что эффективность высших жирных спиртов в качестве активатора депарафинизации возрастает в следующем ряду: тетрадеканол <гексадеканол <октадеканол <фракция ВЖС C₁₉₊ <фракция ВЖС C₁₀₋₁₈.

Таким образом, приведенные данные показали, что использование композиций депрессорных присадок и высших жирных спиртов для депарафинизации нефтяного сырья в электрическом поле является целесообразным. Такое сочетание активаторов процесса позволяет выделять парафиновые углеводороды более эффективно. Однако, для внедрения процесса электродепарафинизации в промышленность требуется получить ряд дополнительных экспериментальных результатов. Задачей дальнейших исследований должен быть поиск новых композиций жирных спиртов и депрессорных присадок на основе сырья, производимого в России. Также необходимо оценить синергетический эффект композиций на углеводороды нефтяных масел.

Библиографический список

1. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив [Текст]: монография / С. Г. Агаев, А. М. Глазунов, С. В. Гультияев, Н. С. Яковлев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 144 с.
2. Глазов, Г. И. Производство нефтяных масел [Текст]: учебное пособие / Г. И. Глазов, И. Г. Фукс – Москва: Химия, 1976. – 192 с.
3. Агаев, С. Г. Электродепарафинизация Уренгойской нефти [Текст] / С. Г. Агаев, А. Л. Савченков // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1148 – 1151.
4. Агаев, С. Г. Депарафинизация масляного сырья в электрическом поле [Текст] / С. Г. Агаев, А. Н. Халин // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – № 3. – С. 38-42.
5. Агаев, С. Г. Депарафинизация летнего дизельного топлива в электрическом поле [Текст] / С. Г. Агаев, А. Н. Халин, С. В. Гультияев // Химия и технология топлив и масел. – 2007. – № 6. – С. 6-8.
6. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение [Текст]: справочник / И. Г. Анисимов, К. М. Бадыштова, С. А. Бнатов и др.; под редакцией В.М. Школьников. – Изд. 2-е перераб. и доп. – М.: Издательский центр «Техинформ», 1999. – 596 с.
7. Калиниченко, А. Ю. Разработка и исследование теплоаккумулирующих материалов на основе жидких парафинов [Текст]: автореф. дис. канд. тех. наук: 05.17.07 / А. Ю. Калиниченко. – Астрахань, 2004. – 26 с.
8. Агаев, С. Г. О механизме действия депрессорных присадок / С. Г. Агаев, А. Н. Халин // Химия и технология топлив и масел. – 1997. – № 6. – С.29-31.

9. Пат. 2509143 Рос. Федерация: МПК C10G 73/30, C10G 73/06; Способ получения низкозастывающих зимних сортов топлив депарафинизацией / И. О. Генрих, В. А. Головачев, В. А. Горюнов, И. В. Геращенко, Б. И. Турышев / Заявл. 02.12.2011; опубл. : 10.06.2013.

10. Агаев, С. Г. Влияние высших жирных спиртов на показатели процесса электродепарафинизации летнего дизельного топлива / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, А. А. Столбов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – №6. – С. 22-25.

11. Яковлев, Н. С. Депарафинизация дизельных топлив из нефтей Западной Сибири в постоянном электрическом поле высокого напряжения [Текст]: автореф. дис. канд. тех. наук: 02.00.13 / Н. С. Яковлев. – Казань, 2013. – 17с.

12. Яковлев, Н. С. Депарафинизация дизельного топлива утяжеленного фракционного состава в электрическом поле / Н. С. Яковлев, С. Г. Агаев // Химия и технология топлив и масел. – 2017. – № 3. – С. 38-42.

13. Агаев, С. Г. Термоэлектрические эффекты в высших жирных спиртах / С. Г. Агаев, А. А. Столбов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 2. – С. 70-79.

Обеспечение эффективной работы «ЗапСибНефтехим»

Башлаева В.С., Сафин Н.С., Шабарчин А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Полимерные продукты используются практически во всех отраслях промышленности. Ежегодный спрос на полимеры увеличивается. Потенциал импортозамещения первичных полимеров оценивается сегодня в \$5 млрд. Создание производственного комплекса «ЗапСибНефтехим» позволит сократить импорт полимеров и занять лидирующие позиции на российском рынке. Потенциальные объемы производства полимеров «ЗапСибНефтехим» составляют 5400 тонн/день по этилену и пропилену. Таким образом, всего один день простоя производства – это потеря прибыли около 400 млн. руб. день. Поэтому актуальным является обеспечение эффективной работы комплекса «ЗапСибНефтехим», который позволит получать различные марки полимеров-сополимеров, в том числе, эксплуатируемых в условиях Арктики.

Условия эффективной работы данного комплекса:

- бесперебойная поставка углеводородных ресурсов;
- безостановочная работа ключевых процессных установок;
- снижение удельного потребления энергоресурсов.

На выполнение условий влияет ряд факторов, таких как квалификация работников, качество подготовки сырья, соблюдение режимов и другие.

В результате анализа исходных данных были предложены следующие возможные варианты решения:

- совершенствование технологии пиролиза;
- установка дополнительных единиц основного производственного оборудования;

- сокращение времени износа основных аппаратов;
- замена катализатора с целью расширения ассортимента продукции.

Далее рассмотрим эффективность некоторых предлагаемых решений. Совершенствование технологии пиролиза может быть достигнуто за счет частичной замены водяного пара на водород (гидропиролиз).

Особенности гидропиролиза [1]:

- высокие температуры (800-900 °С);
- малая продолжительность процесса (0,1 сек.);
- повышенное давление (1-3 МПа).

Роль водорода в этих условиях [1]:

- инициирует разложение углеводородов, благоприятствует пиролизу даже под давлением;
- препятствует образованию тяжелых продуктов;
- участвует в реакциях, что позволяет перерабатывать сырье даже с низким соотношением Н:С (олефины, тяжелые фракции, алкилароматика);

Достоинства гидропиролиза [1]:

- повышение выхода олефинов;
- возможность переработки различного сырья, в том числе тяжелых продуктов, и высокая степень превращения;
- меньшее коксообразование;
- экономия тепла (за счет исключения части водяного пара);
- совмещение пиролиза и деалкилирования.

Другим мероприятием, которое сократит время износа печи пиролиза является подача (в сырье) небольшого количества K_2CO_3 , который удлиняет безостановочный пробег печи в 2,5 раза [2].

Следующим рассматриваемым вариантом было решение с бесперебойной подачей сырья на установку пиролиза. Это решение заключается во внедрении второй технологической ветки, которая включает в себя установку азеотропной осушки и очистки пропановой фракции от метанола. Внедрения дополнительной линии позволит:

- снизить износостойкость оборудования АОП-1;
- увеличить межремонтный интервал;
- обеспечить бесперебойную поставку сырья за счет сокращения простоя установки на ремонт.

Наиболее эффективным из предлагаемых решений, является внедрение второй линии азеотропной осушки и очистки пропана от метанола. Данное решение позволит снизить нагрузку на оборудование установки АОП-1, попеременно работать в случаях планового ремонта, также при аварийных ситуациях, обеспечив тем самым бесперебойную поставку сырья.

Библиографический список

1. Демиденко, Н. Н. Повышение эффективности пиролиза / Н. Н. Демиденко, Р. З. Магарил // Нефть и газ. Известие высших учебных заведений. – 2013. – № 2. – С.106-109.

2. Черный, И. Р. Производство сырья для нефтехимических синтезов: учебное пособие / И. Р. Черный – Москва: Химия, 1983. – 336 с.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент

Применение турбодетандеров, энергосбережение в газовой промышленности

Бузлуков А.А. Мозырев А.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Мировая экономика характеризуется увеличением потребления полезных ископаемых и это привело к спросу на энергосберегающие технологии. Одним из направлений энергосбережения для газодобывающей и газотранспортной системы связано с использованием турбодетандерных агрегатов. В это же время для увеличения эффективности газодобывающих и газотранспортных комплексов стоит ряд острых вопросов, таких как: увеличение качества природного газа, который подаётся в магистральный газопровод; выработка электроэнергии за счет потенциальной энергии сжатого газа и другие, требуют современных решений.

Поэтому в настоящее время огромное количество работ как в нашей стране, так и за рубежом, посвящено изучению аэродинамических процессов в турбодетандерах с использованием численного эксперимента, разработке и развитию моделей вычислительной газодинамики.

Турбодетандеры – это турбомашинны, за счет которых расширение газообразного рабочего тела (природного газа) вырабатывается механическая энергия. Это позволяет повысить эффективность работы газового комплекса за счет роста качества природного газа, а также выработки дополнительной электроэнергии.

В данной работе рассматриваются два основных способа использования турбодетандеров в транспортировке и добыче газа.

Первый способ заключается в следующем, большое количество кубометров газа перекачиваются по трубам на огромные расстояния и за счет высокого давления газа в трубопроводах достигается пропускная способность. Высокое давление в трубопроводах выбирается по экономическим соображениям для достижения соотношения между пропускной способностью газопровода и расходом энергии на перекачку газа.

При данной системе газоснабжения потребителей давление транспортируемого природного газа снижается путем простого дросселирования с полной потерей избыточной механической энергии, которая ранее использовалась при сжатии газа в компрессорах. Для утилизации потенциальной энергии давления газа могут использоваться детандер-генераторные агрегаты (ДГА) [1].

Снижение давления транспортируемого природного газа производится на двух ступенях. На первой - на газораспределительных станциях или ГРС - давление газа снижается от давления в магистральном газопроводе с 5,5 - 10 МПа до 1,2 - 1,5 МПа, на второй (газорегуляторные пункты) - от 1,2-1,5 до 0,1-0,15 МПа. ДГА включаются параллельно дросселирующему устройству на ГРП и могут работать как каждый по отдельности, так и совместно. На них может быть подано до 80% поступающего на ТЭЦ газа [2].

2. Представленная схема, разработана на основе схемы НТС с источником холода ТДА (рис. 1), отличающаяся тем, что в линию низконапорных скважин добавлен компрессор ТДА, приводом для которого служит турбина, включенная в линию высоконапорных скважин [3]. Она позволяет за счет разделения газовых потоков существенно увеличить добычу газа на месторождении, имеющем высоконапорные и низконапорные скважины. В линию высокого давления устанавливается дополнительный турбодетандер ТДА, а в линию низкого давления дополнительный компрессор ТДА, находящиеся на одном валу. Модернизация схемы НТС с разделением на линии по давлению может быть использована в качестве источника холода также для схем, в которых используется дросселирующее устройство.

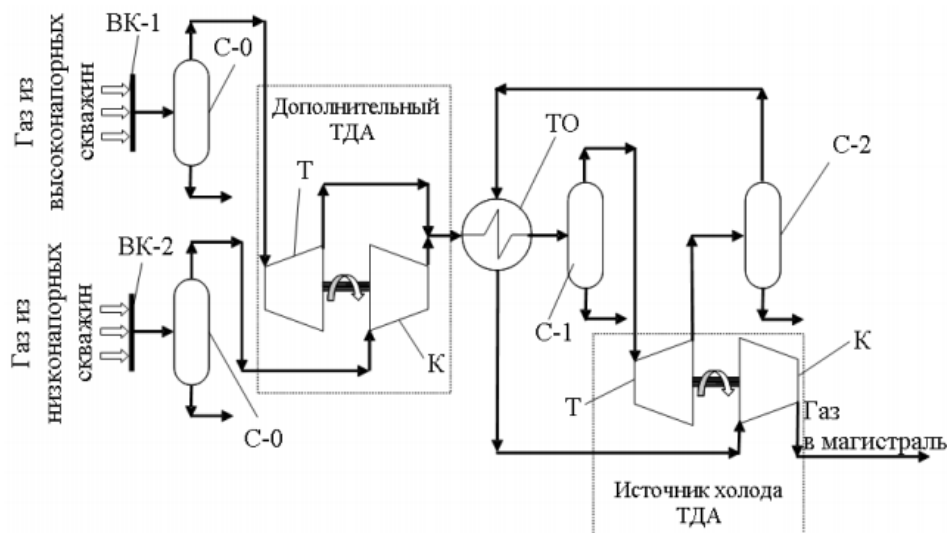


Рисунок 1. Технологическая схема НТС с использованием дополнительного турбодетандерного агрегата:

- ВК-1, ВК-2 – входные коллектора высокого и низкого давлений;
- С-0, С-1, С-2 – сепараторы предварительной, вторичной очистки и низкотемпературный;
- ТО – рекуперативный теплообменник;
- ТДА – турбодетандерный агрегат, состоящий из турбодетандера Т и компрессора К

Непосредственно применение предлагаемой схемы НТС обеспечивает добычу природного газа и газового конденсата из низконапорных скважин за счет использования имеющегося энергетического потенциала скважин высокого давления. При этом температура газа, поступающего в рекуперативный теплообменник после смешения обеих потоков, ниже температуры газа, выходящего из скважин, что упрощает конструкцию рекуперативного теплообменника и уменьшает затраты, необходимые для достижения точки росы в НТС.

Применение данной схемы может увеличить добычу газа больше чем на 50 %. По предварительным оценкам срок окупаемости предлагаемого технического решения от 2 до 3 лет в зависимости от производительности скважин.

Поскольку характеристики оборудования, включаемого в предлагаемую схему НТС, зависят от конкретных значений физических параметров высоконапорных и низконапорных скважин, то в каждом отдельном случае обязательно проводить расчетное исследование с дальнейшим выбором необходимого оборудования.

Таким образом, актуальность работы по созданию энергосберегающих технологий с использованием турбодетандеров за счет повышения эффективности технологических схем подготовки газа, обусловлена получением существенного экономического результата.

Библиографический список

1. Гафуров, А. М. Утилизация низкопотенциальной теплоты для дополнительной выработки электроэнергии при турбодетандировании природного газа в системе газораспределения / А. М. Гафуров // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2014. – №1 (20). – С. 28-36.

2. Гафуров, А. М. Турбодетандирование природного газа на газораспределительной станции с последующим его сжижением. / А. М. Гафуров, Б. М. Осипов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2011. – №2 (9). – С. 6-12.

3. Шубенко, А. Л. Совершенствование схемы низкотемпературной сепарации природного газа для месторождений с разнонапорными скважинами / А. Л. Шубенко, В. П. Сарапин // Проблемы машиностроения. – Харьков: ИПМаш, 2015. – Том 18 4/1. – С. 61-67.

Научный руководитель: Мозырев А.Г., кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой переработки нефти и газа

Современные направления переработки тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья

Булавка Ю.А., Ляхович В.А., Москаленко А.С.

Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк

Тяжелая смола пиролиза (ТСП) является побочным продуктом пиролиза углеводородного сырья, представляют собой смесь различных групп углеводородов с температурой кипения выше 180°C. В настоящее время рационального применения не находит, в большинстве случаев используется как компонент котельного топлива. Только в России производство тяжелой смолы пиролиза доходит до 325 000 тонн в год. В Беларуси на заводе «Полимир» ОАО «Нафтан» объемы выработки тяжелой смолы пиролиза 12000...16000 тонн в год.

Выполненный нами анализ результатов хроматографии белорусской ТСП позволил идентифицировать ингредиенты жидкого концентрата, определено более 225 индивидуальных веществ, при этом содержание ароматических углеводородов доходит до 67% мас., в частности, нафталина до 18 % мас. В связи с этим, по нашему мнению, наиболее целесообразным способом использования жидкого концентрата ТСП является извлечение из него нафталина [1-3].

Нами запатентован способ получения нафталина из фракции жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья, включающий простую атмосферную и затем вакуумную разгонку ТСП с выделением концентрата нафталина, который подвергают азеотропной ректификации, а затем направляют на стадии кристаллизации и прессования. ГУ «БелИСА» разработан бизнес-план проекта данной технологической установки с горизонтом расчета на 5 лет, инвестиционные затраты составляют около 3,1 млн долл. США, чистый дисконтированный доход 6,9 млн долл. США, внутренняя норма доходности 74 %, динамический срок окупаемости 2,67 года, рентабельность продукции 28%, данные результаты подтверждают целесообразность инвестирования денежных средств в данный проект.

Нами выполнены исследования по использованию ТСП, из которой извлечён нафталин в качестве противосмерзающего средства для транспортировки при низких температурах воздуха нефтяного кокса, полезных ископаемых и других рыхлых вскрышных пород с повышенной влажностью железнодорожным и прочими видами транспорта. Установлено, что предлагаемый продукт не уступает по физико-химическим свойствам промышленному аналогу Ниогрину: по температуре застывания (не выше -45 °С), температуре вспышки (выше 69°C), условной вязкости и прочим параметрам.

Неперегоняющегося при атмосферном давлении остаток ТСП – пек, использовали в качестве пластификатора низкомолекулярного полиэтилена для модифицирования эксплуатационных свойств дорожного битума [4-7]. Установлено, что совместное влияние компонентов комбинированной

добавки: низкомолекулярного полиэтилена и остатка разгонки тяжелой смолы пиролиза на структуру битума позволяет повысить температуру размягчения и одновременно глубину проникания иглы, увеличить растяжимость, понизить температуру хрупкости, обеспечить, требуемый нормами интервал пластичности и индекс пенетрации, обеспечить удовлетворительную адгезию к поверхности минеральных материалов и устойчивость композиций к старению, что в совокупности приведет к повышению прочности и теплостойкости полимер-битумных композиций, стойкости к колееобразованию при повышенных температурах, а также пластичности, эластичности, трещиностойкости, что позволяет прогнозировать высокое качество дорожного покрытия.

Анализ полученных нами полиэтиленбитумных композиций показал, что комбинированная добавка повышает температуру размягчения и снижает температуру хрупкости модифицированного битума, за счет чего улучшаются показатели тепло- и трещиностойкости. Комбинированная добавка приводит к повышению пенетрации, и как следствие, к уменьшению твердости битума; увеличивается растяжимость битума, за счет чего улучшается его эластичность. Дисперсная структура модифицированного битума наиболее приближена к типу золь-гель, оптимальному с точки зрения качества дорожного битума.

Библиографический список

1. Якубовский, С. Ф. Сравнительная оценка растворяющей способности углеводородов и спиртов по отношению к нафталину / С. Ф. Якубовский, Ю. А. Булавка, Е. В. Казак // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. – 2016. – № 3. – С. 160-163.
2. Булавка, Ю. А. Получение композиционных материалов на основе отходов нефтехимии и нефтепереработки/ Ю. А. Булавка и др. // Нефтехимический комплекс. Научно-технический бюллетень. Приложение к журналу «Вестник Белнефтехима» – №1(16) – 2017. – С. 10-12
3. Булавка, Ю. А. Нефтяные композиции на основе низкомолекулярного полиэтилена / Ю. А. Булавка и др. // Наука и инновации. – 2017. – Т. 6. – № 172. – С. 31-33.
4. Булавка, Ю. А. Инновационный подход к переработке тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья / Ю. А. Булавка и др.// Сборник трудов XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – С 23-26.
5. Булавка, Ю. А. Современные альтернативные направления промышленного использования низкомолекулярного полиэтилена / Ю. А. Булавка и др.// Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. – 2017. – № 11. – С. 103-110.

6. Булавка, Ю. А. Инновационный подход к переработке тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья / Ю. А. Булавка и др.// Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: Сборник тезисов XII Всероссийская научно-техническая конференция (12-14 февраля 2018 г., г. Москва). – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – Москва, 2018. – С. 209

7. Булавка, Ю. А. Рациональная переработка тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья /Ю. А. Булавка и др.// Tatarstan UpExPro 2018: материалы II Международной молодежной конференции (14–17 февраля 2018 г., Казань). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2018. – С. 120-121.

Научный руководитель: Якубовский, С.Ф. канд. хим. наук, доцент

Описание газофракционирующей установки (ГФУ)

Бурдеев П.Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Технический прогресс предъявляет повышенные требования к материалам, из которых будут создаваться новые изделия. Если в двадцатом веке прочности природных материалов было достаточно для реализации технических изделий, то в двадцать первом веке требуются более совершенные (прочные, легкие, долговечные) материалы. К примеру, для уменьшения веса самолетов происходит постепенная замена стальных деталей на пластиковые (композитные материалы, на основе пластика и стекла).

Одним из главных требований к производству материалов с заданными свойствами является чистота исходных материалов. Помимо производств пластмасс, повышенные требования к чистоте материалов предъявляются к моторным топливам, маслам, нефтепродуктам специального назначения, так как от наличия примесей зависит устойчивая работа и долговечность оборудования.

Переработка сырья на НПЗ состоит из двух стадий – первичной переработки нефти и вторичной переработки дистиллятов, получаемых на первой стадии.

В составе первичной переработки нефти осуществляются три процесса: глубокое обезвоживание, обессоливание нефти, и разделение нефти на фракции. Таким образом, основной процесс каждого нефтеперерабатывающего завода – разделение сырья на фракции. От данного процесса зависит чистота базовых продуктов для последующих производств. Кроме того, производительность нефтеперерабатывающего завода назначается по производительности основного процесса ГФУ.

ГФУ предназначена для разделения методом ректификации широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) на фракции индивидуальных уг-

леводородов: этан-пропановую, пропановую, н-бутановую, изобутановую и бензина газового стабильного (БГС).

В состав ГФУ входят:

- наружная установка, включающая в себя блок колонных агрегатов, наружные этажерки (насосное оборудование, теплообменное оборудование, печи, аппараты воздушного охлаждения, отстойники, дренажные емкости, трубопроводы и арматура);

- факельная установка;

- производственные помещения.

Принципиальная технологическая схема газофракционирующей установки представлена на рисунке 1.

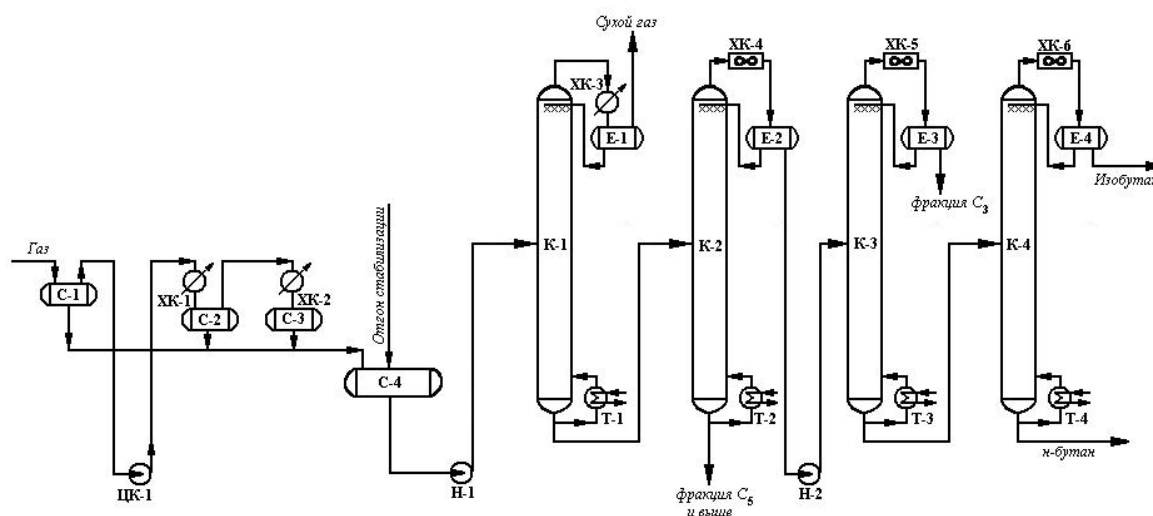


Рисунок 1. Технологическая схема газофракционирующей установки

Технологические аппараты и оборудование ГФУ:

- Е-1, Е-2, Е-3, Е-4 – емкости орошения;
- К-1 – деэтанатор;
- К-2 – дебутананизатор;
- К-3 – пропановая колонна;
- К-4 – изобутановая колонна;
- Н-1, Н-2 – насосы;
- Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 – кипятильники;
- С-1, С-2, С-3, С-4 – сепараторы сборники жидкого газа;
- ЦК-1 – газовый компрессор;
- ХК-1 – водяной холодильник;
- ХК-2, ХК-3 – аммиачные холодильники;
- ХК-4, ХК-5, ХК-6 – воздушные холодильники.

Разделение исходного сырья на фракции индивидуальных углеводородов осуществляется в колонных агрегатах в следующем порядке:

- выделение этан-пропановой фракции из ШФЛУ в колоннах, работающих параллельно;
- разделение этан-пропановой фракции на товарные продукты: газ сухой (в систему газоснабжения) и пропановую фракцию;
- выделение изобутан-бутановой фракции из фракции C_5 и выше;
- разделение изобутан-бутановой фракции в колоннах, работающих параллельно, на товарные продукты: изобутановую фракцию и фракцию нормального бутана.

Колонна ГФУ имеет цилиндрический корпус, внутри которого установлены контактные устройства в виде тарелок или насадок.

В конструкции колонны можно разделить следующие зоны:

- укрепляющая (концентрационная) зона;
- эвапорационная (питательная) зона;
- кубовая (отгонная) зона.

Схема работы колонны газофракционирующей установки представлена на рисунке 2.

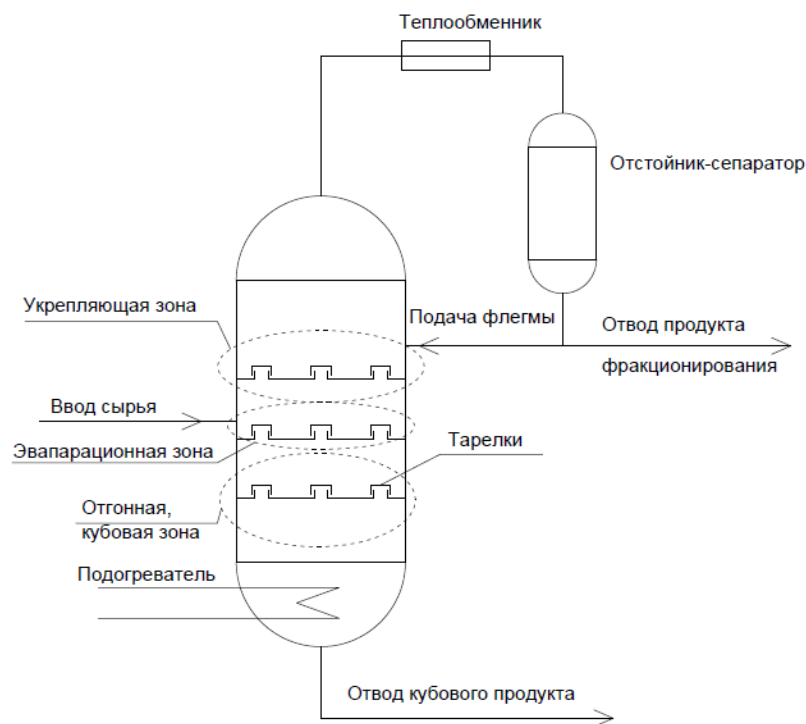


Рисунок 2. Схема работы колонны ГФУ

Снизу-вверх по колонне движутся пары, поступающие в нижнюю часть аппарата из кипяtilьника, который находится вне колонны, либо размещается непосредственно под колонной. Пары проходят через слой флегмы, подаваемой в колонну из дистилляторов. По мере движения вверх пары насыщаются низкокипящими (НК) продуктами, в то же время теряя высококипящие (ВК) продукты.

Флегма – жидкость, подаваемая на орошение колонны, представляет собой почти чистый НК. Стекая по колонне и взаимодействуя с паром, флегма обогащается ВК, конденсирующимся из пара. Когда жидкость достигает нижней тарелки, она становится чистым ВК.

Библиографический список

1. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.

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

Анализ физико-химических свойств газового конденсата с целью разработки рекомендаций по его переработке

Вачаева Т.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Газовый конденсат — смесь жидких углеводородов, конденсирующихся из природных газов при снижении давления. В газовом конденсате присутствуют бензиновые (интервал кипения от 30-80 до 200°C), керосиновые (200-300°C) и, менее всего, более высококипящие компоненты. Самый большой выход у конденсатов – бензиновые фракции (70-85%).

В нестабильном газовом конденсате присутствуют растворенные газы (C₁-C₄). Получить стабильный газовый конденсат можно путем дегазации нестабильного, например, методом ректификации.

Добыча и переработка газового конденсата появились в нефтегазовом комплексе относительно не так давно и играют важную роль, т.к. газовый конденсат является ценным нефтехимическим сырьем и подходит для получения различных моторных топлив.

В нашей стране много газоконденсатных месторождений, каждое из которых является уникальным, ведь именно в зависимости от места добычи газового конденсата зависит ассортимент получаемых продуктов с определенными свойствами.

По сравнению с нефтью переработка газового конденсата позволяет без значительных капитальных затрат существенно повысить выход моторных топливных фракций и глубину переработки нефти от исходного сырья [1].

Анализ проводится в специализированных лабораториях согласно ГОСТу.

Технологическая схема переработки газового конденсата во многом зависит от его состава, требований к качеству получаемых продуктов, а также от многих других факторов. Подробно изучив физико-химические

свойства, проводится анализ. На основании вышеизложенного разрабатываются рекомендации таким образом, чтобы его переработка была максимально эффективной[2].

Физико-химические свойства стабильного конденсата Уренгойского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства стабильного конденсата

Характеристики		Значение	Нормативный документ
Плотность, кг/м ³	20°С	799,1	ASTM D 7042-2004
	25°С	795,0	
	30°С	791,1	
Вязкость кинематическая, мм ² /с	20°С	2,448	ASTM D 7042-2004
	30°С	1,983	
Температура помутнения, °С		31	ГОСТ 5066-91
Температура застывания, °С		-33	ГОСТ 20287-92
Содержание серы, % масс.		0,044	ГОСТ 51947-2002
Групповой состав, % масс.			ГОСТ Р EN 12916-2008
-парафино-нафтенновые		60,4	
-ароматические		38,2	
-смолы		1,4	
-асфальтены		-	

На основании фракционного состава данный газоконденсат целесообразно подвергнуть ректификации с целью получения бензиновой, керосиновой и дизельной фракций.

Библиографический список

1. Левинтер, М. Е. Глубокая переработка нефти / М. Е. Левинтер, С. А. Ахметов – М.: Химия, 1992. – 224 с.
2. Насибуллина, А. И. Создание гибкой технологической схемы переработки газового конденсата / А. И. Насибуллина, А. С. Шувалов, Х. Э. Харлампида. – Казань: Вестник Казанского технологического университета, 2011. – 89 с.

Научный руководитель: Скворцова Е.Н., кандидат технических наук

Методы очистки углеводородных газов от серосодержащих соединений

Веремейчик И.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последние годы все большую долю сырья в нефтехимической промышленности России занимают попутные газы нефтяных месторождений.

Попутный нефтяной газ, или ПНГ — это газ, растворенный в нефти. Добывается попутный нефтяной газ при добыче нефти, то есть он, по сути, является сопутствующим продуктом. Его количество в нефти может быть разным: от одного кубометра до несколько тысяч в одной тонне. Но и сам по себе ПНГ — это ценное сырье для дальнейшей переработки. [1]

В настоящее время уровень использования добываемого в России ПНГ по стране составляет 75,6%, когда как в зарубежных странах достигает 98%, а в Канаде уровень сжигания всего лишь 0,16%.

Огромное количество добываемого ПНГ в России сжигается на факелах, что невыгодно:

во-первых, с экологической точки зрения – загрязнение окружающей среды выбросом вредных веществ;

во-вторых, сгорают ценнейшие углеводороды, которые могут быть использованы в качестве сырья нефтехимии.

Попутный нефтяной газ состоит из метана и более тяжелых углеводородов – этана, бутана, пропана и т. д. Состав газа из разных месторождений может отличаться. В некоторых регионах в попутном газе могут содержаться неуглеводородные составляющие – соединения азота, серы, кислорода. Попутный газ, который фонтанирует после вскрытия нефтяных пластов, отличается меньшим количеством тяжелых углеводородных газов. Более «тяжелая» по составу часть газа находится в самой нефти. Поэтому на начальных этапах освоения месторождений нефти, как правило, добывается много попутного газа с большим содержанием метана. В процессе эксплуатации залежей эти показатели постепенно уменьшаются, а большую часть газа составляют тяжелые компоненты.

ПНГ необходимо очищать от неорганических компонентов. Необходимость извлечения серы обуславливается тем, что она обладает серьезным вредоносным воздействием, которое проявляется не только в процессе нефтепереработки, но и в процессе практического применения нефтепродуктов. [2]

Присутствие серы в моторных видах топлива негативно влияет на их эксплуатационные качества, и вызывают следующие негативные последствия: значительное ухудшение детонационной стойкости, повышенное смолообразование и т.д. [3]

Сгорание серы приводит к выделению SO_2 и SO_3 , которые в процессе гидратации становятся серной и сернистой кислотой, что в свою очередь пагубно влияет на окружающую среду.

Существуют различные способы по очистке газа от серы и ее соединений. В качестве примера рассмотрим установку Клауса для получения элементарной серы.

Установки Клауса в настоящее время являются необходимыми элементами производства. В последнее время такие установки включают не только стандартный процесс Клауса, но и довольно дорогостоящие процессы доочистки хвостовых газов, что практически решает проблему с выбросами окислов серы.

Процесс Клауса заключается в каталитической реакции воздуха с сероводородом при повышенной температуре. Основная задача — достижение 99,5 % извлечения серы без дополнительной очистки отходящих газов. [4]

Эффективность установок производства серы из кислых газов обычно оценивают по общей степени конверсии сероводорода. Однако с точки зрения воздействия на окружающую среду важно общее количество диоксида серы, выбрасываемое через дымовую трубу в окружающую среду, которое включает как непрореагировавший SO_2 , так и образующийся при сжигании различных сернистых соединений, содержащихся в отходящем газе.

В ходе анализа работы установки была выявлена следующая проблема – остаточное содержание серы в отходящих газах.

Остаточные газы «Клауса» содержат 1-2 % сероводорода, до 1 % диоксида серы, до 0,4 % серооксида углерода, до 0,3 % сероуглерода, 1-8 г/м³ капельной и паровой серы, по 1-1,5 % водорода и оксида углерода, до 15 % углекислоты, около 30 % водяных паров и азот. Даже при небольших содержаниях сероводорода в ПНГ при учете количества годовой мощности, получается огромное число сероводорода за год и его потерь. Температура газов около 150°C, давление не более 0,02-0,03МПа. Указанные особенности определяют и технологию их доочистки.

Наиболее экономически выгодным и более простым является метод доочистки хвостовых газов, является внедрения дополнительного процесса Клауса, что обеспечивает общее извлечение серы до 99,7%.

Так же есть процессы, основанные на превращении всех компонентов отходящих газов в один за счет протекания большого количества окислительно-восстановительных реакций, позволяющие добиться извлечения серы до 99,9% и выше, однако они являются более дорогими и технологически сложными.

В качестве решения данной проблемы рассмотрим первую группу процессов. Дополнительный процесс осуществляется при более низких температурах, чем на установке Клауса (130 – 150°C), что способствует более полному ее протеканию, в слое твердого катализатора (процессы Салфрин) или в жидкой среде, содержащей катализатор (процесс Клаусполь 1500). Эти процессы имеют сравнительно простую технологическую схему и нашли достаточно широкое распространение в промышленности. [5]

Недостаточная технологическая и экологическая эффективность установки Клауса по степени извлечения сернистых соединений из газа и как следствие - по содержанию сернистых соединений в выбрасываемых газах, требует использования новых технологических и технических решений, позволяющих интенсифицировать работу этих установок.

В настоящий момент существует более 20 различных процессов доочистки. Их примерами служат процесс французской компании «Клаусполь» или немецкий процесс «Салфрин», об отличии которых было сказано выше.

В дальнейшем будет уделено внимание совершенствованию технологии доочистки остаточных газов установки Клауса, за счет выбора и внедрения нового процесса доочистки.

Библиографический список

1. Аджиев, А. Ю. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч. 2 [Текст] / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов – Краснодар: ЭДВИ, 2014. – 504 с.

2. Колокольцев, С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов [Текст] / С. Н. Колокольцев – Москва: URSS, 2015. – 600 с.

3. Рустамов, М. И. Современный справочник по нефтяным топливам и технологиям их производства [Текст] / М. И. Рустамов, А. С. Гайсин, Д. Н. Мамедов; под ред. Т. Н. Шахтантинского. – Баку: Фонд «Химик», 2005. – 640 с.

4. Аяпбергенов, Е. О. Особенности технологии получения серы на установках Клауса из сероводорода кислых газов / Е. О. Аяпбергенов // Современные научные исследования и инновации. – 2012. – № 10. – С. 40-43.

5. Хохлов, А. В. География мировой серной промышленности [Текст] / А. В. Хохлов – Москва: Влант, 2003. – 51 с.

Научный руководитель: Таранова Л.В., к.т.н, доцент.

Оптимизация технологии процесса пиролиза

Веселова Е.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Производство полимеров – полиэтилена и полипропилена высокого давления осуществляется на крупнейших нефтехимических комплексах в России. Сырьем для полимеров служат мономеры этилена и пропилена.

Объёмы производства этилена и пропилена определяют развитие нефтехимической промышленности в стране. Получают эти мономеры в ос-

новном на установках термического пиролиза в присутствии пара разбавления. В настоящее время пиролиз углеводородов является основным источником не только производства олефинов – этилена и пропилена, но и бутилена, бутадиена, бензола, ксилола, циклопентена, циклопентадиена, изопрена, нефтеполимерных смол, сырья для производства технического углерода и растворителей.

Развитие нефтехимической промышленности направлено на получение четырёх важных углеводородов: этилена, пропилена, бутадиена и бензола.

Основными видами сырья пиролиза являются этан, пропан, бутан, содержащиеся в попутных нефтяных газах, газовые бензины и бензины прямой перегонки нефти.

Производство низших олефинов основано на термическом разложении углеводородного сырья с последующим низкотемпературным разделением полученных продуктов.

В качестве основного аппарата при производстве низших олефинов используют печи пиролиза, реакционной зоной в которых является радиационная секция змеевиков. Все протекающие в змеевиках реакции можно охарактеризовать как первичные – желательные и вторичные – нежелательные. В ходе первичных реакций образуются олефины, низшие алканы и водород. В ходе вторичных реакций происходит дальнейшее разложение полученных олефинов; образование ацетилена и его производных, парафинов, диенов, гидрирование и дегидрирование олефинов; образование ароматических углеводородов и циклодиенов конденсация отдельных молекул.

Как первичные, так и вторичные реакции протекают одновременно, поэтому необходимо создавать особые условия процесса, при которых нежелательное направление реакций сведено к минимуму. Важнейшим условием подавления вторичных реакций является быстрое охлаждение пирогаза в закалочно-испарительных аппаратах.

Целью данной работы является увеличение селективности процесса за счет использования двухступенчатой системы закаливания пирогаза с одновременной выработкой насыщенного пара сверхвысокого давления. Такая система позволяет не только повысить выход целевых олефинов, но и рекуперировать максимальное количество тепла пирогаза.

Система закалочно-испарительных аппаратов (ЗИА) состоит из двух последовательных ступеней охлаждения: закалочно-испарительного аппарата линейного типа и вспомогательного кожухотрубчатого теплообменника.

Для первой ступени системы закаливания был выбран ультраселективный теплообменник типа «труба в трубе». Данный тип представляет собой последнее достижение в технологии получения этилена, особенно в плане надежности и эффективности использования. Они рассчитаны на минимальный перепад давления и максимальную производительность по теплообмену в течение всего рабочего цикла. Линейный ЗИА обладает до-

полнительными преимуществами ввиду отсутствия входного конуса с огнеупорной футеровкой и трубной решетки на впуске, которые могут засоряться и подвергаться эрозии. То есть применительно к пирогазу концепция таких теплообменников имеет преимущества по сравнению с обычными теплообменниками, так как исключает воздействие эрозии или засорение. Кроме того, система успешно проходит процесс термического коксоудаления, не требуя механической очистки.

Таким образом, предлагаемая в работе оптимизация технологии процесса пиролиза позволяет:

- повысить выход целевых продуктов пиролиза этилена и пропилена;
- максимально рекуперировать тепло отходящих газов пиролиза;
- повысить селективность процесса, что приведёт к снижению коксообразования в системе закаочно-испарительных аппаратов, увеличению пробега печного блока, повышению надёжности работы оборудования и снижению затрат на ремонт.

Научный руководитель: Савченков А.Л., к.т.н., доцент.

Установка стабилизации газового конденсата Сургутского ЗСК и возможности ее модернизации

Войку И.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной статье проводится анализ установки стабилизации газового конденсата УСК-1 Сургутского ЗСК. Установка была спроектирована АО «ВНИИНЕФТЕМАШ» в 1976 году. В дальнейшем в связи с увеличением поступающего на переработку газового конденсата были построены и введены в эксплуатацию ещё 2 установки по стабилизации конденсата - УСК-2 и УСК-3, в результате чего общий объем поступающего на стабилизацию конденсата достиг 14 млн тонн в год. Продукт установки - стабильный конденсат - направляется на установку моторных топлив (УМТ), где он в результате ректификации разделяется на бензиновую, керосиновую, дизельную фракции и мазут, а остаточное количество стабильного конденсата направляется на смешение с добытой в западно-сибирских месторождениях нефтью. Полученные бензиновая, керосиновая и дизельная фракции далее направляются на гидроочистку, после чего бензиновая фракция идёт на риформинг, а керосиновая и дизельная на депарафинизацию [1].

Установка состоит из 5 параллельно работающих технологических ниток, а производительность всей установки составляет 6,5 млн.тонн/год. В состав блока стабилизации входят: блок нагрева сырья в кожухотрубчатых теплообменниках, блок аппаратов воздушного охлаждения, блок ректификации, блок печей и блок насосов (рис. 1) [2].

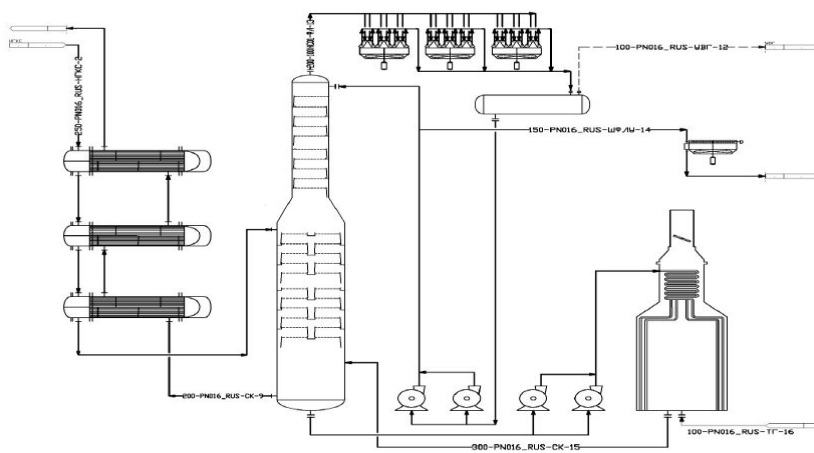


Рисунок 1. Технологическая схема УСК-1

Сырьё (нестабильный конденсат), поступающее с Ново-Уренгойского месторождения и пройдя коллектор, направляется в резервуарный парк УСК-1, из которого сырьевыми насосами откачивается на установку. Далее сырьё нагревается до 180 °С, проходя три последовательных кожухотрубчатых теплообменника, после чего направляется в колонну ректификации. Верхний продукт колонны, охлаждаясь, проходит блок аппаратов воздушного охлаждения, после чего поступает в ёмкость орошения. Газовая часть, образующаяся в результате конденсации, имеет два пути: она может направляться на сжигание в факельную сеть, либо при нехватке топливного газа направляться, для поддержания температуры, в трубчатые печи. Жидкая часть из ёмкости откачивается насосом, часть возвращается в колонну, для создания флегмы, а балансовое количество направляется в парк ШФЛУ-1, после которого будет добавлено в товарный бензин, в качестве легколетучего компонента. Для поддержания температуры низа колонны создаётся горячая струя. Часть кубового продукта насосом направляется в трубчатую цилиндрическую печь, после которой стабильный конденсат с температурой 220 °С возвращается под первую тарелку колонны.

В связи с тем, что:

- оборудование установки устарело;
- изменилось сырьё установки, т.к. конденсат, поступающий с Ачимовских залежей тяжелее Валанжинского,
- требуется интенсифицировать тепло- и массообменные процессы установки.

Проведенный анализ работы блока теплообмена установки показал, что утяжеление сырья привело к увеличению массы сырья, поступающего на установку, тем самым возникла необходимость поднять температуру сырья перед входом в колонну стабилизации. Это привело к увеличению нагрузки на блок теплообмена, возможный резерв которого уже исчерпан и требует модернизации.

В результате изучения периодической научной и патентной литературы предложены следующие возможные пути модернизации установки с учётом существующей технологии и получаемых продуктов.

1) На данный момент сырьё перед входом в колонну проходит три последовательных кожухотрубчатых теплообменника. Одним из очевидных вариантов усовершенствования работы данной установки является замена двух кожухотрубчатых теплообменников, на один теплообменник на базе двухфазных термосифонов (рис. 2) [3].

Принимая такое решение, исходили из того, что термосифонный теплообменник более лёгок в обслуживании и обладает коэффициентом теплопроводности выше, чем у кожухотрубчатого теплообменника. Данное решение позволит, во-первых, снизить количество обслуживаемого оборудования, во-вторых, сэкономят время и трудозатраты на обслуживании теплообменных аппаратов.

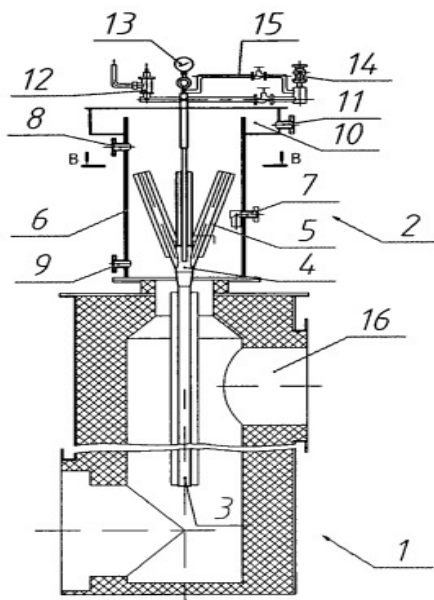


Рисунок 2. Термосифонный теплообменный аппарат.

2) Улучшение системы автоматизации. На данный момент система автоматизации на действующей установке сильно устарела, показания с датчиков, установленных в поле воспринимаются вторичными самопишущими приборами, которые выводят данные не на монитор компьютера, а представляют на графиках в виде кривых линий. На НПЗ западных стран эффективно прорабатывают возможности улучшение автоматизации, что позволяет использовать контактные устройства с меньшим КПД, но при этом, не пренебрегая качеством. Данные приборы обладают высокой скоростью обработки и передачи данных, что позволяет оперативно, в случае необходимости, принимать решения об изменении параметров процесса.

Библиографический список

1. Завод по стабилизации конденсата имени В.И.Черномырдина [Электронный ресурс] / М. И. Чурилова [и др.] – 2014. – Режим доступа <http://pererabotka.gazprom.ru/>
2. Технологическая инструкция по эксплуатации установки стабилизации конденсата № 1 производства №1 сургутского зск ООО «Газпром переработка» 2013.
3. Пат 2532061 С1 Российская федерация МПК F28D 7/00. Термосифонный теплообменный аппарат / Е.С. Бородина; заявитель и патентообладатель Бородина Елена Сергеевна. № 2013151456/06; заявл. 20.11.2013; опубл. 27.10.2014, Бюл. № 30.

Научный руководитель: Трушкова Л.В., к.х.н., доцент.

Совершенствование технологии выделения целевого продукта из контактного газа производства бутадиена

Гагарин А.П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бутадиен-1,3 (дивинил) $\text{CH}_2=\text{CH}-\text{CH}=\text{CH}_2$ - ненасыщенный углеводород, простейший представитель сопряжённых диеновых углеводородов.

Бутадиен является продуктом широкого потребления, находящим применение в разных областях. Главным образом, бутадиен является сырьем для получения синтетических каучуков и АБС-пластика [1].

Синтетические каучуки находят своё применение, в основном, в производстве резин для автомобильных, велосипедных и авиационных шин.

Цех ДБО-10 входит в состав производства «Бутадиен» ООО «Тобольск – Нефтехим». Цех ДБО-10 предназначен для выделения и очистки бутадиена-1,3 из фракции C_4 , полученной одностадийным дегидрированием бутана под вакуумом.

Выделение бутадиена из поступающей фракции углеводородов C_4 осуществляется методом экстрактивной ректификации с совмещением простой ректификации.

В качестве экстрагента используется водный раствор ацетонитрила.

Исходная бутан-бутилен-бутадиеновая фракция, полученная одностадийным дегидрированием бутана под вакуумом, отделяется методом простой ректификации от углеводородов ряда C_5 и выше. Далее поступает в первую колонну экстрактивной ректификации [2].

Ацетонитрил CH_3CN используется в качестве экстрагента для извлечения бутадиена из БББФ и ацетиленовых углеводородов из бутадиена-сырца [3].

В первой колонне экстрактивной ректификации ацетонитрил, смешиваясь с бутан-бутилен-бутадиеновой фракцией, абсорбирует более ненасыщенные углеводороды, а бутан-бутиленовая фракция возвращается на рециркуляцию в цех дегидрирования бутана. Далее бутадиен-1,3 со всеми ацетиленовыми углеводородами выпаривают, и эта смесь поступает во вторую колонну экстрактивной ректификации. Во второй колонне, из-за меньшего количества подаваемого абсорбента (ацетонитрила), абсорбируются ацетиленовые углеводороды с небольшим количеством бутадиена 1,3. Смесь поступает в колонну, где ацетиленовые углеводороды выпариваются из ацетонитрила и отделяются с середины колонны, а бутадиен-1,3 возвращается обратно в колонну экстрактивной ректификации. Ацетиленовые углеводороды, проходя через насадочную колонну, отмываются от остатков ацетонитрила водой и сбрасываются на факел. Целевой продукт поступает в колонну очистки от низкокипящих компонентов. Пропин, отделяясь от бутадиена, поступает в расширительный бак, где бутадиен конденсируется и возвращается в колонну в виде флегмы, а пропин сдувается на факел. Целевой продукт поступает в колонну очистки от высококипящих компонентов. В колонне происходит отделение остаточных тяжелых углеводородов ряда C₅. Бутадиен с концентрацией не менее 99,3% уходит на склад.

В связи с большими объемами получения бутадиена-1,3, оборудование на установке ДБО-10 работает на пределе. Следовательно, на узле очистки от низкокипящих компонентов идут большие потери бутадиена-1,3 с пропином, свыше 55% от состава, который поступает на факел.

В работе предлагается следующее совершенствование технологии. Смесь углеводородов, которые поступают на факел с узла очистки от низкокипящих компонентов, направить в колонну выпаривания ацетиленовых углеводородов для снижения потерь целевого продукта, так как он будет возвращаться в колонну экстрактивной ректификации, а пропин будет улетать с другими ацетиленовыми углеводородами через насадочную колонну на факел.

Есть риск накопления пропина в системе, так как он может абсорбироваться ацетонитрилом и возвращаться в колонну экстрактивной ректификации. Поэтому планируется провести дополнительные лабораторные исследования.

Библиографический список

1. Паушкин, Я. М. Технология нефтехимического синтеза [Текст]: учебник / Я. М. Паушкин, С. В. Адельсон, Т. П. Вишняков. – Москва: Химия, 1973. – 448 с.
2. Регламент цеха ДБО – 10. ОАО «Тобольского нефтехимического комбината».
3. Варгафтик, Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей [Текст]: справочник / Н. Б. Варгафтик. – Москва: Физматгиз, 1963. – 708 с.

Научный руководитель: Савченков А.Л., канд. техн. наук, доцент

Исследование н-гексана на цеолитсодержащей каталитической системе, промотированной празеодимом

Гадиров Э.А., Комарова Н.И., Аниськова Т.В.

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, г. Саратов

В наши дни процесс каталитического риформинга модернизируется и совершенствуется. Внедряются и эксплуатируются крупные промышленные установки данного процесса, где используется подвижный слой катализатора и происходит его непрерывная регенерация. Также ведется работа по усовершенствованию уже введенных и разработке новых каталитических систем для процесса каталитического риформинга[1].

Процесс каталитического риформинга является одним из основных процессов нынешней нефтяной промышленности, который позволяет получить конечный товарный продукт – бензин, обладающий высокой детонационной стойкостью. Ароматические углеводороды, получающиеся в процессе каталитического риформинга, являются сырьем для нефтехимической промышленности. Одной из наших задач является приготовление цеолитсодержащей каталитической системы, промотированной празеодимом. Методом пропитки было нанесено 0,8 масс. % празеодима на катализатор (NH₄)ЦВМ.

Исходя из этого, перед нами встала цель изучить влияние параметров активации катализатора NH₄(ЦВМ)/Pr, и осуществление процесса, отталкиваясь от эффективности превращения н-гексана.

Исследование проводилось в лабораторных условиях. Был использован реактор проточного типа со стационарным слоем катализатора. Сырье процесса – н-гексан. Серия опытов была проведена в интервале температур 300-500°С, с шагом в 50°С. Первая серия опытов проводилась в токе водорода, объемная скорость подачи – 2 л/ч, время работы – 1 час. Активация цеолита проводилась в токе водорода в течение двух часов при температуре равной 500°С. Вторая серия опытов проводилась в токе воздуха, как и активация. Остальные параметры остались неизменны.

Анализ продуктов, позволяет говорить о высокой активности используемой каталитической системы в реакциях превращения н-гексана. При температуре 300 °С в токе водорода уже можно получить степень превращения н-гексана равную 62,85%, в то время как при той же температуре в токе водорода удается добиться степени превращения равную 85,29%. При дальнейшем увеличении температуры растет и степень превращения. При температуре 500°С степень превращения достигает максимального значения равного 88,1% и 99,82% в токе воздуха и водорода соответственно (Рисунок 1).

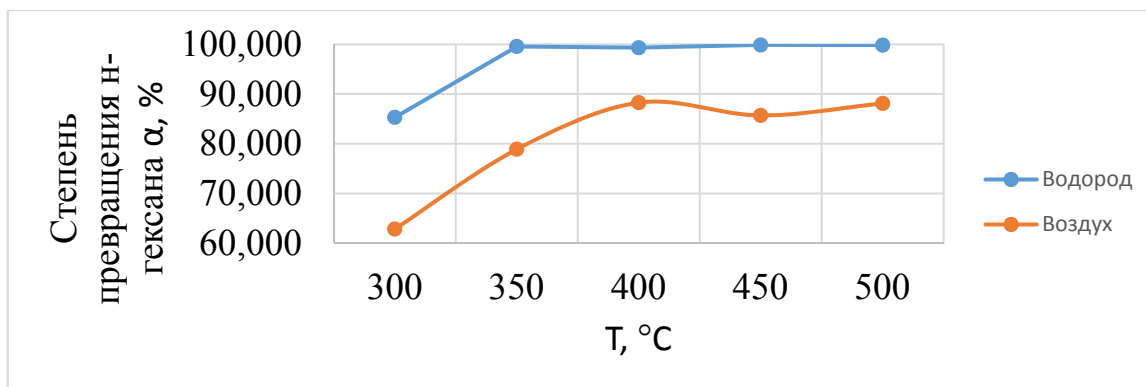


Рисунок 1. Зависимость степени превращения н-гексана от температуры на катализаторе $\text{NH}_4(\text{ЦВМ})/\text{Pr}$

С увеличением температуры процесса уменьшается содержание нормальных алканов и изоалканов (Рисунок 2 и 3)

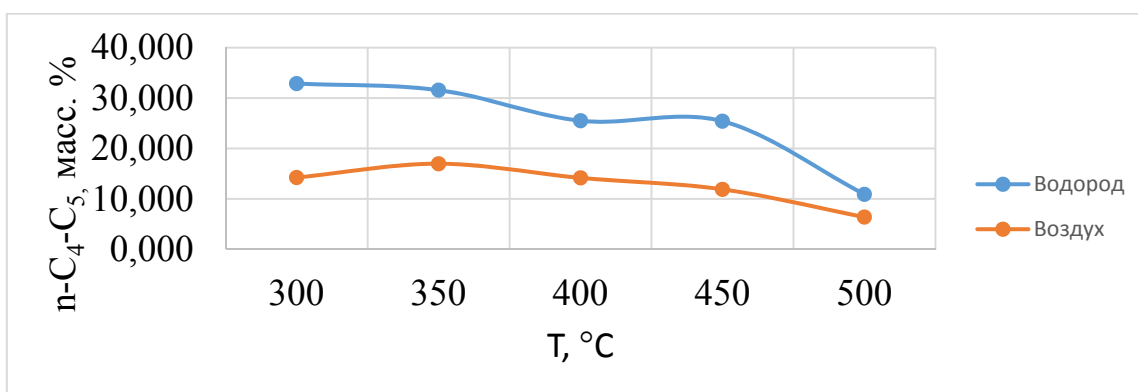


Рисунок 2. Влияние температуры на выход н-парафинов ($\text{C}_4\text{-C}_5$) на катализаторе $\text{NH}_4(\text{ЦВМ})/\text{Pr}$

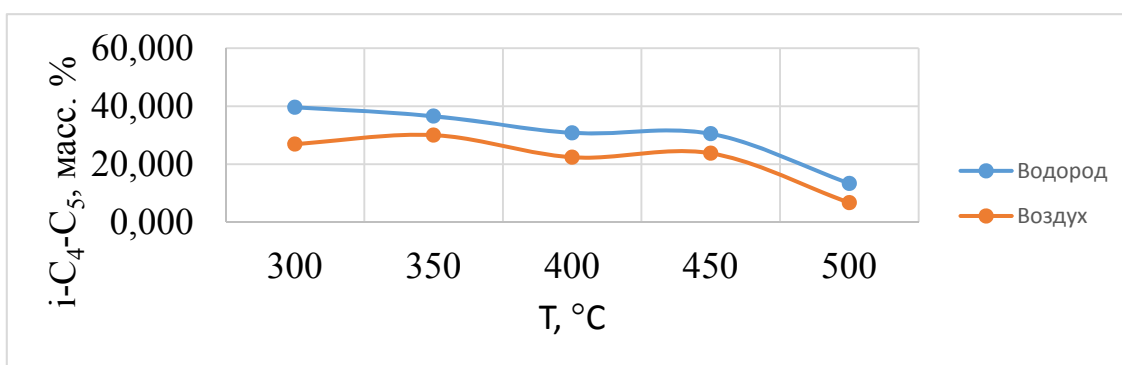


Рисунок 3. Влияние температуры на выход i-парафинов ($\text{C}_4\text{-C}_5$) на катализаторе $\text{NH}_4(\text{ЦВМ})/\text{Pr}$

При характеристике продуктов превращения н-гексана важным показателем является содержание бензола. Анализ показывает, что рост темпе-

ратуры процесса ведет к увеличению содержания бензола в конечном продукте. При температуре 300-350 °С содержание бензола в конечном продукте минимальное, не зависимо от способа активации каталитической системы. Интервал содержания бензола – 0,03-2,2 массовых % (Рисунок 4).

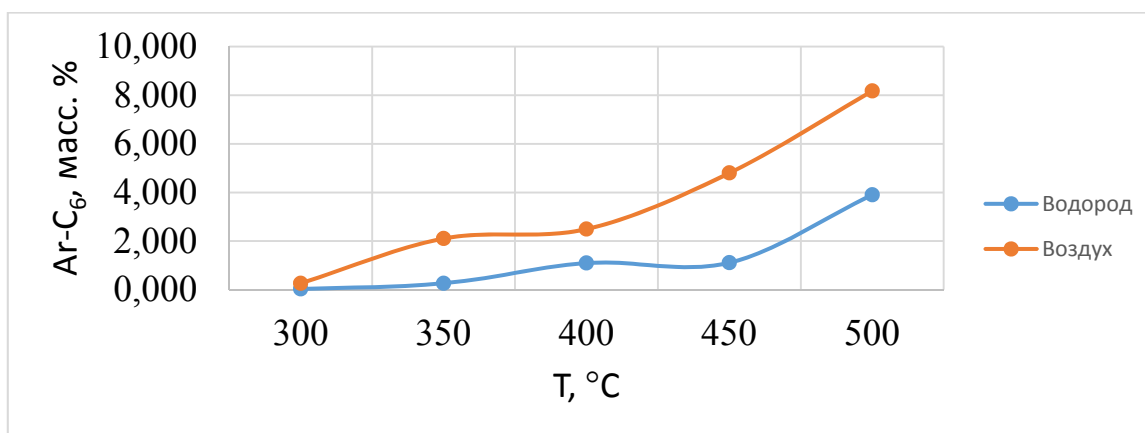


Рисунок 4. Влияние температуры на выход бензола на катализаторе $\text{NH}_4(\text{ЦВМ})/\text{Pr}$

При температурах выше 300-350 °С роль активации уже оказывает значительное влияние на выход бензола. При активации системы в токе воздуха замечено менее интенсивное образование бензола в конечном продукте, нежели в системе, активированной в токе водорода.

Таким образом, из совместного анализа двух серий опытов можно сделать вывод, что наиболее целесообразно использование изучаемой цеолитной системы при её активации в водороде. Показано, что в зависимости от температуры изучаемая цеолитная система может быть использована для различных процессов (изомеризация, риформинг, каталитический крекинг).

Библиографический список

1. Агабеков, В. Е. Нефть и газ: технологии и продукты переработки / В. Е. Агабеков, В. К. Косяков. – Ростов н/Д: Феникс, 2014. – 458 с.

Научный руководитель: Аниськова Т.В., кандидат химических наук.

Анализ «узких мест» предприятия «ЗапСибНефтехим» и пути их устранения

Глазкова А.А., Ибрагимова А.Т., Старцев В.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

Нефтехимическая промышленность важная отрасль Тюменского региона. Постройка дополнительных производственных мощностей, обеспечит экономическое развитие региона. Был проведен анализ «узких мест»

предприятия «ЗапСибНефтехим». Акцент сделан на четыре ключевые установки: ЦГФУ, АОП, пиролиз и полимеризация. В установке ЦГФУ главным недостатком, выявлено, что в этановой колонне не создается необходимое количество орошения, вследствие чего происходит весьма нечеткое отделение пропана от этан-пропановой фракции. Это, в свою очередь, приводит к большим потерям пропана с газом, отходящим из флегмовой емкости. Для большей эффективности колонны, предлагаем обеспечить подачу дополнительно захлажденной флегмы на орошение верха колонны, в процессе деэтанализации. По мере снижения температуры флегмы на орошение и температуры верха, содержание этана в жидкости на тарелках в укрепляющей части колонны-деэтанализатора постепенно растет, а содержание пропана в газах деэтанализации постепенно снижается [1]. Со снижением температуры орошения и температуры верха, уменьшается и количество подаваемой дополнительно захлажденной флегмы на орошение верха, за счет чего, также уменьшается и количество паров и жидкости в колонне, что позволяет увеличить производительность по питанию.

При анализе установки АОП, основной фактор риска был представлен большим потоком сырья. Установка требует большие энергозатраты на процесс регенерации водно-метанольной смеси из-за большого количества воды и необходимости глубокой регенерации до низкого остаточного содержания метанола в воде.

Решение проблемы представляется снабжением установку смесителем для ввода воды, что позволит организовать экстракцию метанола из потока пропановой фракции. Соединение линии подачи смеси со смесителем позволит в случае высокой концентрации метанола в исходной смеси, уменьшить ее перед подачей в разделительную колонну. Благодаря этому достигается глубокая очистка пропана от метанола и снижение удельных энергетических затрат. Для увеличения межремонтного периода предлагаем установить дегазатор для очистки пропана от примесей, которые накапливаясь, могут привести к нарушению технологического процесса. Для увеличения движущей силы процесса необходимо пониженное давление, которое создается установленным перед дегазатором дросселем.

Установка пиролиза подвергается частым процессам декоксования, что негативно сказывается на состоянии оборудования печи и закалочного-испарительного аппарата. Отложения кокса существенно затрудняют теплопередачу и увеличивают перепад давления в пиротрубах. Снижает реакционную зону, тем самым снижая выход продукта. Кроме того, диффузия атомов углерода из коксовых отложений внутрь стенки приводит к охрупчиванию металла и последующему образованию трещин в змеевиках. Образующиеся коксовые отложения приходится периодически удалять. Обычно их выжигают паровоздушной смесью, пропускаемой через нагретый змеевик, однако при этом возможны повреждения змеевиков из-за местных перегревов в связи с большой теплотой сгорания кокса в кисло-

роде. Частые процессы декоксования приводят к снижению производительности, сроку службы и увеличивают операционные расходы. Чтобы увеличить межремонтный период и обеспечить бесперебойную поставку сырья, мы предлагаем добавление ингибитора, а именно диметилсульфоксид (ДМСО)[2]. Он снижает коксообразование на 75% и увеличивает выход низших олефинов. ДМСО побочный продукт целлюлозно-бумажной промышленности, вовлечение его в качестве ингибитора повышает суммарную экономическую эффективность производства [2].

В установки полимеризации предлагается увеличить их эффективность и межремонтный период. Катализатор Циглера обладает низкой производительностью и оказывает высокое коррозионное действие на оборудование, из-за содержания активного хлора. В итоге было принято решение заменить катализатор Циглера-Нагта второго или третьего поколений на современный титан-магнийевый катализатор (ТМК) четвертого поколения, в качестве сокатализатора использовать – триэтилалюминий, в качестве стереорегулирующей добавки – метилциклогексилдиметоксисилан.

Данная замена ведет к улучшению технико-экономических показателей. Это позволит совершенствование потребительских свойств и расширение марочного ассортимента продукции, улучшение экологических показателей. При применении ТМК из пропилена получается до 40 килограмм полипропилена на грамм катализатора, тогда как при использовании традиционных катализаторов не более 4–5 кг.

Проблема создания отечественных технологий в области нефтехимии актуальна. Потребность в продукции нефтехимии с каждым годом будет расти. Нефтехимические кластеры являются важными стратегическими объектами для развития экономики страны. Модернизация существующего производства, ведет к увеличению производственных мощностей России.

Библиографический список

1. Жагфаров, Ф. Г. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. / Ф. Г. Жагфаров, А. Б. Карпов, А. М. Козлов – М.: Букстрим, 2013. – 172 с.

2. Букатов, Г. Д. Разработка технологии получения современных высокоэффективных катализаторов для производства полипропилена и полиэтилена высокой плотности / Г. Д. Букатов, С. А. Сергеев, В. А. Захаров, Э. А. Майер, Е. Ю. Шабалин, А. Р. Ионов // Химическая промышленность. – 2009. – Т. 86. № 6. – С. 293-296.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент.

Использование ингибиторов для предотвращения коксообразования в печах пиролиза

Глазкова А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

Одна из главных проблем нефтехимической промышленности в России – недостаток мощностей по производству мономеров. Именно поэтому, пиролиз стал одним из динамично развивающихся процессов нефтехимии.

Проблемы пиролиза как никогда актуальны и требуют комплексного подхода к их решению.

Известно, что пиролиз протекает в условиях высоких температур (800-900 С), при давлении близком к атмосферному и времени пребывания смеси в реакционной зоне 0,5 с. Как правило, пиролиз проводят в трубчатых печах змеевикового типа [1]. Данный способ прост в конструктивном оформлении и надежен в эксплуатации. В процессе пиролиза преобладает высокая активность углерода, что ведет к образованию свободного углерода. Это в свою очередь ведет к образованию кокса и отложению его на стенках реактора и теплообменников, что ведет к повышению гидравлического сопротивления, снижению площади реакционной зоны и выходу продуктов. Это ведет к необходимости процессов регенерации печи, ЗИА и теплообменников. Частые процессы декоксования так же негативно сказываются на состоянии оборудования, приводят к охрупчиванию металла и разрушению змеевиков.

Чтобы максимально снизить закоксованность оборудования, было проведено исследование ряда мер, направленные на уменьшение коксообразования.

1) Использование ингибиторов, а именно дибутилоловооксид в сочетании с соединениями серы (диметилсульфоксид). Был проведен сравнительный анализ морфологии кокса в присутствии и без него [2]. В результате эксперимента было установлено, что процент пористости больше и слой кокса тоньше в присутствии ингибитора. Таким образом, с применением ингибиторов уменьшаются негативные факторы отложения кокса. Они значительно уменьшают коксообразование в первые 24 часа работы установки – в то время, когда обычно происходит самое интенсивное науглероживание змеевиков. Так же процесс декоксования протекает легче и быстрее. Что уменьшает расход воздуха и пара на регенерацию.

2) Инжектирование водного раствора карбоната калия [3] в сырьевую смесь в точке, расположенной выше по потоку от зоны термического пиролиза. Карбонат калия должен подаваться в количестве 5-10 ppm, а для удаления уже отложившегося кокса количество карбоната калия должно быть 20-40 ppm по отношению к сырью. Несомненный плюс данного способа является удаление кокса без прекращения процесса пиролиза.

3) Введение в углеводородную смесь гидроксидов щелочных металлов, которые используют в виде водного раствора. При помощи теплообмена с сырьем смесь водяного пара и гидроксида нагревают. После испаряют расплавленный гидроксид, путем подачи указанной смеси на поверхность обтекателя. Обтекатель устанавливается в потоке, в точке, где температура потока превышает температуру плавления этого гидроксида. Этот способ предотвращения закоксованности отлично сочетается с использованием змеевиков, не содержащих железо, что повышает общую их эффективность.

Проблема создания отечественных разработок в области нефтехимии всегда актуальна. Потребность в продуктах химической промышленности вообще и пиролиза в частности, с каждым годом будет расти. Как и в потребности совершенствовании существующих технологий. Ингибирование процессов коксообразования одно из перспективных направлений в повышении эффективности пиролиза [2].

Библиографический список

1. Жагфаров, Ф. Г. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. / Ф. Г. Жагфаров, А. Б. Карпов, А. М. Козлов – М.: Букстрим, 2013. – 172 с.

2. Мухина, Т. Н. Пиролиз углеводородного сырья. / Т. Н. Мухина, Н. Л. Барабанов, С. Е. Бабаш – М.: Химия, 1987. – 97с.

Научный руководитель: Глазунов А.М., канд. техн. наук, доцент.

Распределение n-алканов в продуктах электродепарафинизации летнего дизельного топлива из смеси нефтей Западной Сибири

Давыдов Д.В., Потапова Д.В. Яковлев Н.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив предлагаются различные способы, в т.ч. процесс электродепарафинизации [1-8]. При электродепарафинизации остается неизученным распределение n-алканов в депарафинированном дизельном топливе (ДДТ) и гаче относительно исходного дизельного топлива (ДТ).

В работе на примере летнего дизельного топлива Антипинского нефтеперерабатывающего завода (г. Тюмень) с использованием хроматографического анализа представлены данные по влиянию условий депарафинизации и присадок на распределение n-алканов в получаемых из ДТ продуктах.

Депарафинизация летнего ДТ в электрическом поле проводили в присутствии смеси ВЖС фракции C_{10-18} и депрессорной присадки Dodi-

flow-4971 (ДДФ) [6 8], а также смеси ВЖС фракции C_{10-18} и ДП-202 [7 9]. В первом случае депарафинизацию ДТ проводили при минус 10 и минус 15 °С, во втором - температура процесса составляла минус 15 °С. Результаты депарафинизации представлены в таблице.

Таблица

Показатели депарафинизации летнего ДТ

Условия и показатели процесса депарафинизации	исходное ДТ	Электродепарафинизация ДТ в присутствии присадок						Карбамидная депарафинизация		
		ДДФ		ДП-202						
Температура процесса, °С	–	-10		-15		-15		–		
Выход ДДТ, %	–	89.6		89.3		86.1		79.2		
Температура помутнения, °С	-5	-10		-16		-16		-40		
Температура застывания, °С	-10	-40		-41		-25		< -45		
Продукты депарафинизации		ДДТ	гач	ДДТ	гач	ДДТ	гач	ДДТ	парафин	
Содержание фракций н-алканов, % мас.	$\sum C_{7-14}$	47.97	56.74	18.76	53.29	34.19	52.59	38.58	56.03	25.75
	$\sum C_{15-18}$	31.14	34.23	18.70	33.65	20.07	33.81	22.93	30.47	51.52
	$\sum C_{19+}$	20.89	9.03	62.54	13.06	45.74	13.60	38.49	13.49	22.72
	Сумма	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Содержание ДП, % мас.: ДДФ - 0.1 (содержание ВЖС – 0.05%мас.), ДП-202 - 0.25 (содержание ВЖС – 0.1%мас.).										

Показано, что в зависимости от условий процесса выход депарафинированного дизельного топлива достигает 86.1 – 89.6% мас., температура помутнения составляет минус 15 – минус 16°С и температура застывания от минус 25 до минус 45°С.

Результаты, полученные при электродепарафинизации сравнили с результатами карбамидной депарафинизации этого же ДТ. Карбамидная депарафинизация проводилась по методике, описанной в [9]. Результаты карбамидной депарафинизации приведены в таблице. Карбамидная депарафинизация ДТ дает невысокий выход ДДТ – всего 79.2%мас. Температура помутнения ДДТ при этом (минус 40°С) значительно ниже, чем при электродепарафинизации. Температура застывания t_3 ДДТ при карбамидной депарафинизации несколько превосходит t_3 ДДТ при электродепарафинизации.

Влияние условий депарафинизации и присадок на распределение н-алканов по длине углеродной цепи в ДДТ и гачах по сравнению с исходным ДТ оценивали с помощью хроматографического анализа. Показано, что максимум содержания в ДТ и ДДТ при электродепарафинизации приходится на н-алканы с числом атомов углерода $n_c=10-18$. В парафинесырце два максимума в содержании н-алканов – C_{max}^1 при $n_c=10-18$ и C_{max}^2

при $n_c=21$. Первый максимум значительно уступает аналогичному максимуму для ДТ и ДДТ. К области второго максимума прилегают также н-алканы с $n_c=19-25$.

Установлено влияние температуры на соотношение максимумов н-алканов в парафине-сырце. Предложено по соотношению максимумов содержания н-алканов C_{max}^2/C_{max}^1 характеризовать селективность извлечения н-алканов из ДТ, где C_{max}^2 - это содержание в гаче н-алканов C_{19+} , а C_{max}^1 - это содержание в гаче н-алканов C_{10-18} . Повышение температуры процесса с минус 15 до минус 10°C при прочих равных условиях приводит к росту соотношения максимумов с 1,73 до 2,16 и соответственно росту селективности. Замена присадки ДП-202 на присадку ДДФ при прочих равных условиях приводит к росту соотношения упомянутых максимумов с 1,27 до 1,73.

Таким образом, выход депарафинированных дизельных топлив (ДДТ), удовлетворяющих требованиям на зимние сорта топлив, при электродепарафинизации превышает выход ДДТ при карбамидной депарафинизации на 10,1% масс. ДДТ, получаемые при карбамидной депарафинизации, значительно превосходят по низкотемпературным свойствам ДДТ, получаемые при электродепарафинизации. При этом первые топлива уступают вторым по воспламеняемости и полноте сгорания топлива.

Библиографический список

1. Agaev, S.G. Dewaxing of lube stock in an electric field / S.G. Agaev, A.N. Khalin // Chemistry and technology of fuels and oils. – 2001. – № 3. – P. 194-200.
2. Walker J, Murrey D.W. Pat. USA № 3.304251, 1967.
3. Казакова, Л. П. Депарафинизация остаточного сырья в неоднородном электрическом поле / Л. П. Казакова, А. А. Гундырев, М. Н. Абасзаде, Н. В. Сидорова // Химия и технология топлив и масел. – 1979. – № 8. – С. 3-6.
4. Агаев, С. Г. Депарафинизация летнего дизельного топлива в электрическом поле / С. Г. Агаев, А. Н. Халин, С. В. Гультияев // Химия и технология топлив и масел. – 2007. – № 6. – С. 6-8.
5. Агаев, С. Г. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив: монография / С. Г. Агаев, А. М. Глазунов, С. В. Гультияев, Н. С. Яковлев – Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования "Тюменский гос. нефтегазовый ун-т". Тюмень, 2009. – 145с.
6. Агаев, С. Г. Влияние высших жирных спиртов на показатели процесса электродепарафинизации летнего дизельного топлива / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, А. А. Столбов. // Нефтепереработка и нефтехимия – 2012. – №6. – С. 22-25
7. Яковлев, Н. С. Депарафинизация летнего дизельного топлива в постоянном электрическом поле / Н. С. Яковлев, С. Г. Агаев. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2012 – № 5 – С. 97-101

8. Агаев, С. Г. Депарафинизация масляного сырья в электрическом поле/ С. Г. Агаев, А. Н. Халин. // ХТТМ – 2001. – №3. – С.38-42.

9. Смидович, Е. В. Практикум по технологии переработки нефти / Е. В. Смидович – М.: Химия, 1987. – 288 с.

Научный руководитель: Агаев С.Г., докт. техн. наук, профессор.

Фазовый состав железа и его сплавов

Джафаров О.Р., Махлай А.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основной задачей современной технологии химической промышленности является разработка новых материалов (новые методы получения), поскольку большинство эксплуатационных свойств являются структурно-чувствительными, важнейшую роль приобретает фазовый и химический состав сплава.

Чтобы получить новый материал, не уступающий конструкционным высоколегированным сталям по этим свойствам, но более экономичный, наиболее перспективным путем является получение материала с новой фазой и/или обладающий наноструктурой.

Железо может находиться в четырех аллотропических формах: α -Fe (альфа), β -Fe (бета), γ -Fe (гамма), δ -Fe (дельта). Практическую роль играют две формы: это α -Fe и γ -Fe, потому что β -Fe и δ -Fe имеют различия по сравнению с α -Fe в величине межатомного расстояния, а бета β -Fe обладает немагнитными свойствами, это форма железа, в котором оно находится в температурном диапазоне между 769°C и 960°C [1].

В настоящее время для чистого железа известны три полиморфные фазы при атмосферном давлении: α -Fe (объемноцентрированная кубическая – ОЦК), γ -Fe (гранцентрированная кубическая – ГЦК) и δ -Fe (объемно-центрированная кубическая – ОЦК) [2].

При нормальных условиях (температуре и давлении) железо находится в альфа-фазе, которая имеет объемцентрированную кубическую кристаллическую решетку. Этот материал называется ферритом.

При 912 °С и атмосферном давлении феррит переходит в аустенит – это железо состояния гамма-фазы, характеризуемое гранцентрированной кубической кристаллической решеткой. При 1400 °С происходит следующий переход в дельта-железо. Дельта-железо, существующее до температуры плавления, имеет такую же решетку как у альфа-железа, решетку объемноцентрированного куба. Гамма и дельта-железо парамагнитны.

Железо является самым распространенным (по массе) элементом на планете Земля. Из железа в основном состоит ядро Земли (содержание ко-

того доходит до 90%), находящееся под давлением порядка 300-400 ГПа и температуре выше 4000°С. Согласно модели Земли Р. Хаддона и К. Буллена на глубине 2900 км (разрез Гутенберга) происходит резкий скачок плотности, рост электропроводности при одновременном падении скорости сейсмических волн и вязкости вещества, ниже этой границы начинается образование эпсилон фазы железа при $T=4000$ К и $P=135-150$ ГПа. Предполагается, что как внешнее, так и внутреннее ядро состоят в основном из ϵ -фазы железа, но в разных агрегатных состояниях. Данные эффекты привели к заключению, что внешнее ядро Земли (находящееся на глубине от 2900 до 5000 км) находится в жидком состоянии. При этом внутреннее ядро Земли, состоящее из тех же веществ, оказывается в твердом состоянии.

В настоящее время обнаружено, что средние значения образования фазы эпсилон-железа следующие: давление порядка 14 ГПа и температура 300-700 К. Хотя при разных методах получения значения параметров сильно расходятся. Тройная точка фаз (альфа, гамма, эпсилон) находится в окрестности точки $p=14$ ГПа, $T=400^\circ\text{C}$ [3].

Все утверждают, что феррит переходит в более плотную эпсилон-фазу при высоких давлениях, поэтому данную фазу называют фазой высокого давления. Вопрос о диапазоне давлений является дискуссионным. Фазовое превращение альфа-эпсилон железа, по мнению Черепанова и Добромыслова начинается при давлениях больших 13-14 ГПа. По разным данным начало прямого превращения альфа-эпсилон наблюдается в среднем при $p =$ от 8 до 15 ГПа, а общепринятым для перехода считается давление в диапазоне 11-11,5 ГПа. Савина экспериментально показала данный переход при давлениях 12-20 ГПа. [4].

Диапазоны давлений превращения из альфа в эпсилон-железо были получены и расчетным методом $D-U$ -диаграмм. В ходе проведенного теоретического расчета Черепанов и Закиров пришли к следующим выводам, касающихся эпсилон-фазы: давления порядка 60 ГПа, характерные для скорости 1,4 км/с, достаточно близки к давлению 14 ГПа, при котором происходит переход феррита в эпсилон-фазу при нормальных условиях. Как они предположили первый участок диаграммы (при 1,4 до 1,8 км/с), вероятнее всего характеризует эпсилон-фазу железа, или малоизвестную бета-фазу железа, которую удалось получить в некоторых статических экспериментах с давлением порядка 50 ГПа. Данный участок они условно назвали эпситом. Также дополнительно они обнаружили две совершенно новые фазы железа при очень высоких давлениях порядка 990 ГПа и выше. Они предположили, что фазовый переход в ударной волне происходит в цепном порядке фазовых переходов альфа→эпсилон (бета)→ ξ (новая фаза железа, образующаяся при $p=990$ ГПа). В другом случае альфа→эпсилон (бета)→ ξ → η (новая фаза, полученная при $p=5800$ ГПа). Каждая из этих фаз существует только в определенном диапазоне давлений.

Принято считать, что превращение из альфа в эпсилон фазу является мартенситным, как выяснили *T. Takahashi* и *W. Bassett*. При мартенситном превращении происходит закономерная перестройка кристаллической структуры в матрице исходной фазы (путем сдвига одной или нескольких атомных плоскостей на сравнительно короткие расстояния, меньшие, чем межатомные, без изменения состава, но с изменением кристаллической структуры). Эпсилон фаза при мартенситном переходе получается в результате фазового перехода из альфа железа в эпсилон железо за счет высокого давления и формирования фазы ϵ -Fe в матрице решетки α -Fe [5].

Но также предполагается еще один механизм образования эпсилон железа при высокоскоростной пластической деформации в условиях нагружения ударной волны – это атомно-кристаллографический механизм перестройки исходной альфа-фазы, в фазу высокого давления (эпсилон-фазу). В основе этого механизма лежит объяснение о распространении локализованных волн смещения рядов атомов $\langle 111 \rangle$ ОЦК решетки. В процессе распространения такой локализованной волны смещения происходит перестройка ОЦК решетки в ГПУ (гексагональную плотноупакованную) фазу.

Амплитуда давления на границе сходящейся ударной волны на поверхности шара была определено больше давления, которое необходимо для фазового перехода α -фазы в ϵ -фазу, а с удалением от поверхности нагружения только возрастала. Следовательно, высокоскоростная пластическая деформация армко-железа проходила уже не в ОЦК структуре, а в структуре, обладающей ГПУ кристаллической решеткой, и формировалась скольжением. Поэтому в основе данного механизма деформации армко-железа в условиях его нагружения сферически сходящимися ударными волнами, является скольжение [6].

Таким образом, в настоящее время во всем мире разрабатывают методы получения новых материалов из эпсилон фазы железа.

Библиографический список

1. Кузьмичева, Г. М. Основные кристаллохимические категории [Текст]: учебник / Г. М. Кузьмичева. – М.: МИТХТ, 2001. – 78с.
2. Zhikhareva I, Smerdov S, Schmidt V. Features macro and microstructure electrochemical alloy Fe-Ni-Cr. *Reporter TSU*, 2014, vol. 5, pp. 161-169.
3. Черепанов, Г. П. Уравнение состояния при высоких давлениях: метод D-U диаграмм [Текст] / Г. П. Черепанов, К. Р. Закиров // Физическая мезомеханика. – 2014. – №4. – С.13-28.
4. Савина, О. В. Тэрмоэдс металлов при высоких давлениях: формирование метастабильных состояний [Текст] / О. В. Савина, И. В. Суханов // Вестник Удмуртского университета. – 2007. – №4. – С. 122-129.
5. Zhikhareva I., Smirnova N., Schmidt V., Vorobyev O. Polymorphic Transformations in Iron and Fe-Ni Alloy Coatings. *AIP Conf. Proc.*, 2016, vol. 1785, pp. 040096-1-040096-4.

6. Добромыслов, А. В. Высокоскоростная пластическая деформация армко-железа при нагружении сферически сходящимися ударными волнами и механизм образования эpsilon-фазы [Текст] / А. В. Добромыслов, Н. И. Талуц, Е. А. Козлов // Физика экстремальных состояний вещества. – 2006. – С.87-89.

Научный руководитель: Жихарева И.Г., д-р хим. наук, профессор.

Изучение изменения состава и свойств газоконденсатной смеси Берегового газоконденсатного месторождения

Дмитриева Т.Б., Глазунов А.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Наряду с нефтью и газом из недр земли извлекают не такое известное, но не менее важное полезное ископаемое — газовый конденсат. Благодаря своему углеводородному составу газовый конденсат является прекрасным нефтехимическим сырьем и сырьем для производства моторных топлив. Широкая фракция легких углеводородов, выделяемая из конденсата, имеет высокое содержание компонентов, наиболее ценных для нефтехимических процессов. Прямогонная бензиновая фракция является хорошим сырьем для пиролиза и для получения высокооктанового бензина.

Объемы добычи газоконденсата во всем мире значительно уступают показателям извлечения базовых углеводородов — нефти и газа. Однако в условиях увеличения доли сернистых и тяжелых нефтей в мировой структуре добычи нефти растет интерес к газовому конденсату, как к самостоятельному виду сырья, а также как к компоненту нефтяных смесей, улучшающему качество перерабатываемой нефти.

Газовые конденсаты отличаются легким фракционным составом, высоким содержанием бензиновых фракций, практическим отсутствием смолисто-асфальтовых соединений и металлов, низким содержанием серы, отсутствием тяжелых остатков, требующих дорогостоящих процессов переработки и утилизации. Исходя из этого, для переработки газового конденсата требуется в 2-3 раза меньше производственных мощностей, чем для нефти, поэтому его переработка более выгодна [1].

Пластовая смесь газоконденсатных месторождений состоит из большого числа углеводородных соединений, каждое из которых имеет свою физико-химическую характеристику. На основании физико-химических показателей, определяемых согласно методикам ГОСТ в лабораториях, газоконденсатам присваивается шифр, определяются товарные характеристики, согласно которым подбираются оптимальные направления по переработке [2].

Основное направление переработки стабильного газоконденсата — производство топлива и продуктов нефтехимии. Из конденсата производится широкофракционное топливо для быстроходных дизелей, которое может использоваться в суровом климате. Для бытовых нужд из конденсата вырабатывают технические пропан, бутан и их смеси. В нефтехимии газоконденсатное сырьё является базой для получения ароматических углеводородов (ксилола, толуола, бензола) и олефинов — составляющих для дальнейшего производства волокон, смол, каучука и пластмасс [3].

Исходя из этого, представляет практический интерес исследование физико-химических свойств, углеводородного состава, а также получение товарных характеристик извлекаемых дистиллятов газоконденсата Берегового месторождения, производительность которого составляет 1 млрд. кубометров газа и 300 тыс. тонн газового конденсата в год, с целью определения рационального способа его переработки. На основании данных исследований можно сделать расчёт основных технологических параметров процессов переработки, тем самым, оптимизировать затраты на получение целевых продуктов.

Библиографический список

1. Дурмишьян, А. Г. Газоконденсатные месторождения: учеб. пособие / А. Г. Дурмишьян. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
2. Амиян, В. А. Добыча газа: учеб. пособие / В. А. Амиян, Н. П. Васильева. – М.: Недра, 1974. – 312 с.
3. Зеников, С. Л. Переработка и использование газового конденсата [Электронный ресурс] / С. Л. Зеников // Пронедра. – 2017. – №5 – Режим доступа: // <https://pronedra.ru/gas/2017/05/06/pererabotka-i-ispolzovanie-gazovogo-kondensata/>

Научный руководитель: Глазунов А.М., кандидат тех. наук, доцент.

Основные катализаторы процессов дегидрирования

Заречнева В.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Процессы дегидрирования имеют очень важное промышленное значение. Дегидрированием получают ненасыщенные соединения, которые представляют большую ценность в качестве мономеров для производства синтетического каучука и пластических масс (бутадиен-1,3, изопрен, стирол), а также некоторые альдегиды и кетоны (формальдегид, ацетон). Очень часто эти реакции являются этапами многостадийных синтезов ценных органических соединений.

Процессы дегидрирования являются каталитическими процессами. Катализаторы в данном случае ускоряют процесс отщепления водорода от органических соединений.

Использование катализаторов позволяет достигнуть высокой скорости процесса, важным является и то, что температура процесса остается сравнительно невысокой, что позволяет предотвратить развитие нежелательных побочных реакции.

К катализаторам дегидрирования в основном относят различные твердые соединения: оксидные, фосфатные, платиновые, металлооксидные. Платиновые и металлооксидные катализаторы применяют для дегидрирования парафиновых углеводородов нормального и изо-строения. Фосфатные и оксидные твердые катализаторы применяют для дегидрирования олефиновых и алкилароматических углеводородов.

Катализаторы, применяемые в процессах дегидрирования, должны соответствовать следующим требованиям: они должны обладать достаточно высокой селективностью, стабильностью при долгой работе и полной регенерируемостью. Также катализаторы дегидрирования должны быть механически прочными, термически стойкими, и их необходимо изготавливать из недорогого и доступного материала (сырья). [1]

По химическому составу катализаторы дегидрирования можно разделить на три группы:

- металлооксидные
- переходные металлы VIII группы
- сложные сульфидно-оксидные

Металлооксидные катализаторы.

Способные к активированной адсорбции водорода при повышенных температурах оксиды металлов восьмой группы периодической таблицы, оказывается, являются эффективными катализаторами дегидрирования низших парафинов (пропанов, бутанов). В промышленности распространенное применение получили катализаторы на основе оксида хрома. [2]

Переходные металлы VIII группы.

Оксидные системы, содержащие закрепленные на поверхности ионы переходных металлов являются качественными катализаторами процесса дегидрирования. Такие катализаторы готовят путем пропитки носителя (силикагель, оксиды титана и алюминия) или методом ионного обмена с использованием растворов соединений переходных металлов в высших степенях окисления. [3]

Сульфидно-оксидные катализаторы.

Металлические сульфиды, а также медные и хромовые оксиды применяются для каталитического дегидрирования ароматических углеводородов. Высокоэффективны катализаторы дегидрирования ненасыщенных ациклических углеводородов. $\text{Ca}_3\text{Ni}(\text{PO}_4)_6 - \text{Cr}_3\text{O}_3$ - состав в общем виде. Реакции каталитического дегидрирования нормальных

парафинов обычно идут при температурах 450...500 °С, под небольшим давлением водорода, на металлическом алюмоплатиновом катализаторе. В подобных условиях выходы олефинов ограничены термодинамическим равновесием. [4]

Подводя итог всего вышесказанного можно сказать, что с каждым годом требования промышленной переработки углеводородов увеличиваются, поэтому для качественной переработки используются высокоэффективные средства. Процесс каталитического дегидрирования углеводородов тому подтверждение. Для широкого применения в химической промышленности при процессе отщепления водорода используются только самые высокотехнологичные катализаторы, и главной задачей является необходимость поддерживать их стабильность, термическую стойкость и быструю самовосстанавливаемость.

Библиографический список

1. Козиенко, А. И. Основы нефтехимического синтеза: учеб. пособие / А. И. Козиенко, Т. А. Подгорбунская, Д. В. Гендин. – Иркутск: ИрГТУ, 2007. – 60 с.

2. Зарипов, Р. Р. Катализаторы, применяемые при каталитическом дегидрировании парафиновых, олефиновых и алкилароматических углеводородов / Р. Р. Зарипов, А. А. Назаров, С. И. Поникаров // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16., вып.10. – С. 67-71.

3. Шелимов, Б. Н. Нетрадиционные методы активации оксидных катализаторов с нанесенными ионами переходных металлов / Б. Н. Шелимов // II Всесоюзный симпозиум по механохимии и механоэмиссии твердых тел: Тез. докл. – Чернигов, 1990. – Т.2. – С. 76-78.

4. Ивашкина, Е. Н. Разработка компьютерной моделирующей системы процесса дегидрирования парафинов / Е. Н. Ивашкина // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – Т.3 09., №5. – С. 81-86.

Научный руководитель: Гурова А.А., ассистент.

Анализ работы установки по подготовке природного и попутного газа с целью её модернизации

Иброхимов М.Х.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последние годы все большую долю сырья в нефтехимической промышленности занимают попутные газы нефтяных месторождений. Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это природный углеводородный газ (смесь

газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов), растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Нефтяной газ за счет содержания в его составе кроме метана и этана существенной доли C_3 и выше, являющихся ценнейшим сырьем, играет значительную роль в энергетике и в химической промышленности, но это же служит причиной усложнения технологии его подготовки, транспортировки и переработки.

Добычу попутного газа невозможно регулировать, так как он выделяется при добыче нефти из растворенного в нем состояния или из газоконденсатных месторождений.

В настоящее время уровень использования добываемого в России ПНГ по стране составляет 75,6%, когда как в зарубежных странах достигает 98 %, а в Канаде уровень сжигания всего лишь 0,16 % [1].

Огромное количество добываемого ПНГ в Российской Федерации (РФ) сжигается на факелах, что невыгодно:

во-первых, с экологической точки зрения - загрязнение окружающей среды выбросом в атмосферу вредных веществ;

во-вторых, сгорают ценнейшие углеводороды, которые могут использоваться как сырье в нефтехимии.

Проекты по сокращению объемов сжигания ПНГ носят, в основном, экологическую направленность. Положительный эффект заключается в снижении выбросов значительного количества загрязняющих веществ (ЗВ) и парниковых газов в атмосферу.

Исторически нормативно-правовые акты и регулирующие документы в России недостаточно стимулировали нефтяные компании к минимизации факельного сжигания газа и повышения уровня его эффективного использования [2].

В настоящее время использование механизмов Киотского протокола помогают за счет продажи единиц сокращения выбросов (ЕСВ) снизить уровень антропогенного воздействия на окружающую среду, а также значительно улучшить экономические показатели проектов эффективного использования ПНГ и компенсировать часть затрат на создание инфраструктуры для утилизации попутного газа [3].

В настоящее время в следствии ужесточения требований по выбросам ЗВ возникли соответствующие нормативы, по которым в факелах разрешается сжигать не более 5 % произведенного ПНГ. При повышении этого уровня к плате за выбросы ЗВ дополнительно применяются повышающие коэффициенты. Если узлы учета ПНГ не установлены, данный коэффициент применяется равным 120.

Штрафы за сжигание ПНГ относительно невысоки, но снижение цены на нефть и так привело к достаточно большим убыткам для нефтяных компаний [4].

Во многих странах проекты добычи трудноизвлекаемой нефти в следствии снижения цен стали нерентабельными. В России уже приостановлены разработки некоторых новых нефтяных месторождений.

Поскольку для нефтехимической промышленности ПНГ является основным сырьем, без которого она не может функционировать, длительная эксплуатация уже существующих месторождений, без ввода новых, может привести к дефициту сырья для нефтегазохимической промышленности, которая на сегодняшний день, в среднем, загружена всего лишь на 40 %. Учитывая то, что на долю нефтехимической промышленности приходится около 60% промышленной продукции страны и более 7% налоговых платежей, допущение такой ситуации сильно отразится на экономике страны.

Низкий уровень утилизации ресурсов нефтехимии является одной из наиболее острых современных проблем в развитии нефтегазового сектора России [5].

Рациональное использование попутного нефтяного газа позволило бы высвободить значительное количество нефти и продуктов ее переработки, составляющих важную статью экспортных поставок страны.

Подготовка газа

Состав попутного нефтяного газа формируется под влиянием физико-химических условий, материнской породы залежи и геологической истории формирования данных.

В составе многих углеводородных газов содержатся значительные количества кислых газов, паров воды, механические примесей (окалины из труб, песок), соли, малые количества нефти и углеводородного конденсата.

Содержание влаги в газах отрицательно сказывается на процессах их переработки, ухудшаются основные технико-экономические показатели (ТЭП) работы установки и транспортировки, где выпадение водяного конденсата в трубах в последствии приведет, к образованию кристаллогидратов. При присутствии кислых компонентов, водяные пары способствуют к возникновению активных коррозионных процессов. Обычно тяжелые углеводородные газа при тех же условиях содержат меньше водяных паров, чем легкие. Наличие H_2S и CO_2 в составе газа увеличивают содержание паров воды, присутствие N_2 - уменьшает.

Требования по степени осушки, предъявляемые к углеводородным газам, тем выше, чем ниже температура их транспортировки и переработки.

Твердые частицы засоряют и портят арматуру газопровода и контрольно-измерительные приборы; скапливаясь на отдельных участках газопровода, они сужают его поперечное сечение.

Жидкие включения конденсата и воды затрудняют работу установок осушки и низкотемпературной переработки газа, оказывают ударные воздействия на движущиеся части газовых компрессоров, что впоследствии приводит к их преждевременному износу.

Жидкие частицы, оседая в пониженных участках трубопровода, также вызывают уменьшение площади его поперечного сечения. Они, кроме того, оказывают корродирующее действие на трубопровод, арматуру и приборы.

Для предотвращения эрозийного и коррозионного разрушения аппаратов и дезактивации катализаторов дальнейшей переработки, в первую очередь необходимо удалить из газа механические примеси, тяжелые углеводороды, поверхностно-активные вещества, продукты коррозионного износа, соли (обычно хлориды).

Библиографический список

1. Аджиев, А. Ю. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. – Краснодар: ЭДВИ, 2014. – 504 с.

2. Воеводкин, Д. А. Рациональное использование вторичных ресурсов в экономике нефтегазового хозяйства / Д. А. Воеводкин, В. А. Скрипниченко // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. – 2013. – №4. – С. 83-89.

3. Газизова, О. В. Подготовка и перспективы внедрения в России инновационных технологий утилизации попутного нефтяного газа / О. В. Газизова, А. Р. Галеева // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 21. – С. 175-180.

4. Галиуллина, Л. И. Проблемы и перспективы комплексного и эффективного использования попутного нефтяного газа в России / Л. И. Галиуллина // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16, № 22. – С. 346-348.

5. Иванов, С. С. Требования к подготовке растворенного газа для питания газопоршневых двигателей / С. С. Иванов, М. Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №1. – С. 102-105.

Научный руководитель: Скворцова Е.Н канд. техн. наук, доцент

Анализ работы установки получения изопропилбензола алкилированием.

Ишматова И.Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

Изопропилбензол или кумол нашел широкое применение в химической промышленности. Кумол является одним из главных источников сырья для получения фенола и ацетона, каучуков, а также высокооктановой добавкой к топливу.

В России изопропилбензол получают алкилированием бензола пропиленом в жидкой фазе в присутствии катализаторного комплекса на ос-

нове хлорида алюминия. Процесс протекает с выделением тепла, следовательно, в технологии предусматривается отвод тепла [1]. Применяемые жидкие каталитические системы дезактивируются из-за загрязнения высокомолекулярными продуктами алкилирования, вызывают коррозию аппаратуры и образуют большое количество сточных вод, которые отрицательно влияют на экологию.

На сегодняшний день актуальной является как задача увеличения производительности промышленных установок алкилирования, так и повышение качества получаемого изопропилбензола.

Перспективным является проведение процесса алкилирования на цеолитах. Преимуществами цеолитных катализаторов являются высокая устойчивость к воздействию воды, серосодержащих соединений, бензола, нафтенов и возможность регенерации [2]. Реализация технологии исключает необходимость щелочной промывки продуктов и, соответственно, образование сточных вод.

В данной работе предлагается усовершенствовать узел алкилирования бензола пропиленом и узел разделения продуктов, действующей установки получения кумола.

Замена катализаторного комплекса на основе хлорида алюминия на цеолит приведет к упрощению аппаратного оформления процесса, за счет исключения блока приготовления катализатора и его регенерации.

Библиографический список

1. Гайле, А. А. Ароматические углеводороды: Выделение, применение, рынок [Текст]: справочник / В. Е. Сомов, О. М. Варшавский, А. А. Гайле. – Санкт-Петербург: Химиздат, 2000. – 544 с.
2. Плотников, В. В. Анализ энергетической эффективности теплотехнологической схемы алкилирования бензола при производстве изопропилбензола [Текст] / В. В. Плотников О. Г. Петрова, Л. В. Плотникова // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 9. – С. 170-177.

Научный руководитель: Скворцова Е.Н., канд. техн. наук, доцент.

Сравнение технологий малотоннажного производства СПГ

Карнов А.Б.

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

Малотоннажное производство сжиженного природного газа занимает все более значительное место в структуре производства СПГ [1]. К настоящему моменту в России построены и введены в эксплуатацию не-

сколько малотоннажных установок по производству сжиженного природного газа. Ввиду высокой маржинальности продаж сжиженного природного газа, используемого в качестве моторного топлива, перспективно развитие малотоннажных процессов производства СПГ. Частным вопросом при этом является, какая технология сжижения наилучшая. Оптимизация технологии СПГ является весьма трудоемкой и сложной задачей. На первый взгляд, на рынке существует множество альтернативных вариантов технологических процессов. Однако при более внимательном рассмотрении выбор сужается до технологий сжижения с применением смешанного хладагента (SMR) или азотного цикла (N_2). Эти технологии преобладают в диапазоне мощностей малотоннажного производства от 25 до 350 тыс. т/год СПГ.

Для сравнения двух конкурирующих технологий сжижения в работе были выбраны два процесса. В них в качестве основных теплообменников в блоке сжижения используются паяные алюминиевые пластинчатые теплообменники. Процессы являются одноконтурными: с многоступенчатым охлаждением смешанным хладагентом и циклом двойного расширения азота.

Высокие удельные энергозатраты ограничивают широкое применение варианта процесса с одноступенчатым расширением азота. Другие процессы двойного расширения имеют различные конфигурации, используют углеродородные компоненты, смешанные с азотом в качестве хладагента, или представляют собой комбинации технологий SMR и N_2 -цикла, например, [2]. Считается, что классический цикл с двойным расширением N_2 и технология SMR, используемые в данной работе для сравнения, являются краеугольными камнями современных малотоннажных технологий СПГ.

Определяющими параметрами при проектировании установок по получению СПГ является не только производительность [3], но и выбор проектных технологических параметров установки, таких как температура окружающей среды, давление и состав подаваемого газа, давление в резервуарах, количество отпарного газа и т.д., которые оказывают значительное ($\pm 20\%$) влияние на удельные энергетические потребности завода СПГ.

Расчетная температура окружающей среды влияет на производительность процесса – потребляемая мощность любого процесса охлаждения возрастает с повышением температуры окружающей среды, при этом рост зависимости энергопотребления установки с азотным циклом выше по сравнению с SMR [4].

В среднем, азотный цикл требует примерно на 30% больше мощности, чем SMR-процесс. Эта разность потребляемой энергии уменьшается по мере увеличения давления сырьевого газа. Можно сделать вывод, что основной недостаток азотного цикла – высокая энергоемкость – в наименьшей степени проявляется для установок с низким давлением подаваемого газа и высокой температурой окружающей среды. При таких условиях может быть достигнута разница между SMR и циклом N_2 в потреблении энергии в 25%, тогда как при высоком давлении сырьевого газа

и низкой температуре окружающей среды SMR-процесс энергоэффективнее на 35%.

Поскольку эффективность процесса охлаждения улучшается при сближении кривых охлаждения подаваемого газа и хладагента, то состав исходного газа также оказывает влияние. При анализе данного параметра выявлено, что он имеет умеренный эффект. Эффективность азотного цикла не много улучшается на обедненных сырьевых газах. Улучшение может составлять до 5%. Объяснением этого является то, что азот работает как высокоэффективный хладагент при криогенных условиях, но показывает низкую эффективность при более высоких температурах процесса сжижения.

Так как азотный цикл демонстрирует низкую эффективность при высоких температурах сжижения, на многих установках сжижения с N₂-циклом имеется блок предварительного охлаждения, который обеспечивает холодопроизводительность при более высоких температурах. Однако добавление дополнительных этапов охлаждения позволяет повысить эффективность, но при этом увеличивает стоимость и сложность аппаратного оформления.

Помимо энергопотребления, существуют два других параметра, влияющих на инвестиционные затраты, которые существенно различаются для двух процессов сжижения. В то время как в цикле SMR используется двухфазный хладагент, хладагент в цикле расширения азота всегда находится в газовой фазе. Неудивительно, что объемные потоки (и, следовательно, диаметры труб) в азотном цикле больше, чем в цикле SMR. Кроме того, давление азота (и, следовательно, толщина труб) должно быть значительно выше, чтобы достичь требуемой эффективности процесса.

Оба холодильных цикла SMR и N₂ работают в замкнутых контурах; то есть они не «потребляют» хладагент во время работы. Как правило, системы компрессоров и уплотнений, используемые в этих холодильных циклах, не являются полностью герметичными, и поэтому утечки хладагента периодически должны восполняться. В каждом случае требуется узел хранения хладагентов. Для азотного цикла эта система может состоять из резервуара с жидким азотом с испарителем. В то время как для цикла SMR требуется хранение углеводородных компонентов C₂-C₅ в разных резервуарах.

При сравнении эксплуатационных затрат следует учесть, что затраты на оплату труда персонала будут одинаковыми, а затраты на техническое обслуживание оборудования трудно точно оценить, при этом:

- цикл SMR показывает значительные преимущества в отношении энергопотребления;
- для азотного цикла стоимость расходов на систему подпитки жидким азотом сопоставима с затратами на электроэнергию;
- при рассмотрении 15-летнего жизненного цикла относительный недостаток для азотного цикла - энергетические затраты – достигают того же порядка, что и абсолютная стоимость системы сжижения.

Таким образом, рассмотрев лишь ряд различий в капитальных затратах между двумя холодильными технологиями, можно сделать вывод, что при выборе технологий лучше всего опираться на операционные расходы и эксплуатационные особенности работы установок.

Библиографический список

1. Кондратенко, А. Д. Разработка комбинированного способа предварительной подготовки природного газа перед сжижением / А. Д. Кондратенко, А. Б. Карпов, А. М. Козлов // Материалы VIII международной научно-технической конференции «Низкотемпературные и пищевые технологии в XXI веке» СПб.: ИТМО. – 2017. – С. 132-134.

2. Козлов А.М., Федорова Е.Б., Карпов А.Б., Швыдко О.А. Способ производства сжиженного природного газа: пат. Рос. Федерация. № 2017130854 заявл. 31.08.2017.

3. Козлов, А. М. Разработка технологического регламента на малотоннажное производство СПГ, используемого в качестве моторного топлива / А. М. Козлов, А. Д. Кондратенко // Сборник тезисов конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» М.: РГУНГ. – 2018. – С. 337.

4. Карпов, А. Б. Анализ технологий малотоннажного производства сжиженного природного газа / А. Б. Карпов // Материалы III Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика и энергосбережение: теория и практика» Кемерово: КГТУ. - 2017. - С. 133.

Изучение процессов стабилизации при измерении показателя текучести расплава в гранулах полипропилена

Ковырялова И.Э.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Полипропилен представляет собой термопластичный «аддитивный полимер», изготовленный из комбинации пропиленовых мономеров. Он используется в различных областях для упаковки, потребительских товаров, пластмассовых деталей для различных отраслей промышленности, включая автомобильную промышленность, текстильную промышленность. Полипропилен был впервые полимеризован в 1951 году учеными Полем Хоганом и Робертом Бэнксом, а затем итальянскими и немецкими учеными Наттом и Реном. К 1957 году его популярность увеличилась, и по всей Европе началось широкое распространение коммерческого производства. Сегодня - это один из наиболее часто производимых пластмасс в мире [1].

Основным показателем физических свойств для полимеров является показатель текучести расплава.

Показатель текучести расплава (ПТР) – измерение массы полимера (в граммах), которая протекает через матрицу за десять минут.

Для полипропилена ПТР определяет его дальнейшую переработку. Чем меньше этот показатель, тем более тонкостенные изделия можно производить.

На сегодняшний день в России действует ГОСТ 11645-73 Пластмассы. Метод определения показателя текучести расплава термопластов. За границей аналогичным документом является *ASTM D1238*.

Испытание проводится при заданной температуре в зависимости от пластика. Сила, используемая для продавливания пластика через систему, снабжается весом, который находится сверху барабана. Нагретый полимер продавливают через матрицу. Затем тестовый образец собирают и взвешивают. Результаты измерений показывают сколько граммов пластика вышло за 10-минутный период. Поэтому единицы, которые мы используем для результатов теста, составляют «граммы / 10 минут». Типичный прибор для измерения ПТР и собранный образец, показаны на рисунке 1.

Из-за своей низкой стоимости, простоты использования и удобной для понимания терминологии (грамм/10 минут) этот метод был принят отраслью как предпочтительный способ рассуждать о вязкости полимеров. Терминология «грамм/10 минут» даже была сокращена до «расплава» при связывании ее с числом. Например, когда кто-то работает с полипропиленом (PP), который имеет значение индекса текучести расплава 20 г / 10 минут, они часто будут относиться к этому классу пластика как «расплав PP 20». Значения ПТР должны быть обратно пропорциональны вязкости пластика при данных условиях испытания. Чем выше значение ПТР, тем ниже должна быть вязкость [2].



Рисунок 1. Пластомер и собранный образец

В лабораториях испытание полипропилена производится при 230 °C и нагрузке 2,16 кг, то есть в изотермических условиях в устойчивом состо-

янии [3]. Но несмотря на это измеренные значения показателя текучести расплава гранул полипропилена не постоянны во времени.

Гранулы полипропилена являются готовым продуктом, поступающим на продажу. Для потребителей важно, чтобы полимер соответствовал требованиям выпускаемой марки и лабораторные испытания, подтверждающие это, были достоверные.

Для определения факторов, влияющих на проведение и результат анализа, необходимо провести обширные статистические исследования, охватывающие все эти данные. Так, например, уменьшение температуры анализа увеличивает значение показателя текучести (Рисунок 2) [4].

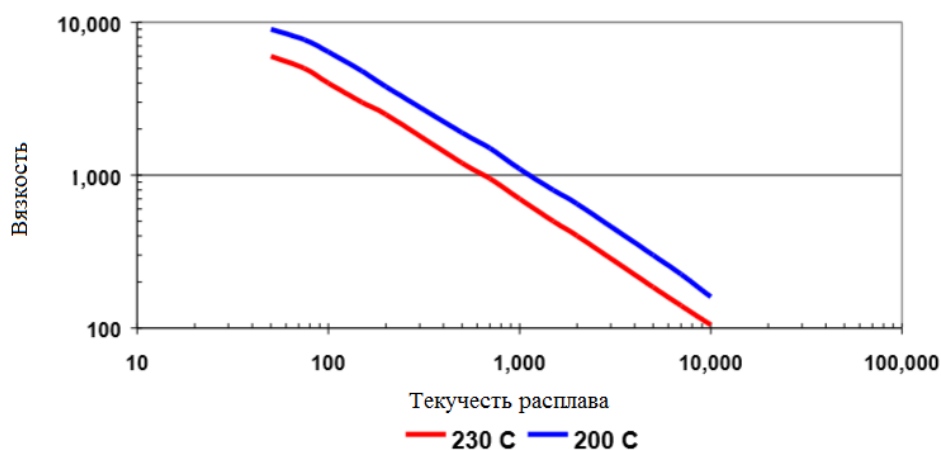


Рисунок 2. Зависимость вязкости и текучести расплава от температуры испытания

Именно в выявлении всех этих влияющих факторов и состоит основной путь решения проблемы постоянности исследуемого показателя текучести расплава гранул полипропилена.

Библиографический список

1. Волкова, А. В. Рынок крупнотоннажных полимеров. Полипропилен, полистирол, поливинилхлорид, полиэтилентерефталат [Электронный ресурс] / А. В. Волкова. – М.: НИУ ВШЭ, 2016. – 81 с. – Режим доступа: <http://www.twirpx.com>.
2. Hisham, A. Polypropylene as a Promising Plastic [Электронный ресурс] / Hisham A. Maddah // American Journal of Polymer Science – 2016. – N 6. –Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com>.
3. ГОСТ 11645-73 Пластмассы. Метод определения показателя текучести расплава термопластов. – М.: Стандартинформ, 1973. – 10 с.
4. LyondellBasell Technical Tip [Электронный ресурс] – 2016. – 3 с. Режим доступа: <https://www.lyondellbasell.com/globalassets/documents>.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент.

Подготовка природного газа к сжижению с использованием мембран и КЦА

Кондратенко А.Д.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва

В настоящее время в больше возрастает роль сжиженного природного газа (СПГ) в качестве моторного топлива. Однако, следует отметить, что для применения СПГ в двигателях внутреннего сгорания в качестве газомоторного топлива необходимо получать продукт, показатели качества которого должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия».

Для достижения требуемых значений по показателям «молярная доля метана, не менее 99,0%» и «область значений числа Воббе (высшего)» следует корректировать углеводородный состав природного газа.

Для коррекции углеводородного состава в данной работе предложен комбинированный способ подготовки природного газа к сжижению. На первом этапе из потока природного газа через мембрану в зону низкого давления проникают водяные пары, диоксид углерода, сероводород и углеводороды C_{2+} . Метан является одним из наименее проникающих компонентов, что обуславливает его накопление в ретентате.

Для компонентов природного газа, характерно увеличение проницаемостей в ряду:



Таким образом на данной стадии осуществляется коррекция углеводородного состава природного газа, а также его предварительная очистка от сероводорода и углекислого газа, а также неглубокая осушка. Применение мембранного разделения позволяет разгрузить блок глубокой очистки и осушки природного газа, тем самым повысить энергоэффективность процесса.

Следует отметить, что качество СПГ определяется не только нормативными документами, определённые требования накладывает сам процесс сжижения. Например, для предотвращения эксплуатационных проблем в криогенных установках (обмерзание теплообменников из-за высокого содержания воды и углекислого газа, образования амальгам на алюминевых частях оборудования, коррозия оборудования), концентрация этих веществ в газе, поступающем на ожижение ограничивается.

Для глубокой очистки и осушки природного газа в данной работе на второй стадии предложено использование короткоциклового адсорбции (КЦА).

Главное преимущество этого метода заключается в том, что циклы адсорбции и десорбции проводятся при одной и той же температуре, что значительно сокращает расход энергии на стадии регенерации адсорбента.

Для получения СПГ, используемого в качестве газомоторного топлива целесообразно использование малотоннажных установок сжижения.

К настоящему моменту в России построено и введено в эксплуатацию несколько малотоннажных установок по производству сжиженного природного газа. Первые производства такого вида появились в Ленинградской и Московской областях в 90-х годах XX века. В начале 2000-х была пущена установка сжижения в Свердловской области. К настоящему времени введены в эксплуатацию установки в Калининградской и Псковской областях, а также в Пермском крае [1]. Однако, среди них отсутствуют установки с высоким коэффициентом сжижения и высокой энергоэффективностью.

В качестве энергоэффективной технологии получения СПГ с долей сжижения не менее 90% для получения СПГ высокого качества с учётом минимальных эксплуатационных затрат предлагается применять малотоннажную установку, на которой используется холодильный цикл с двумя детандерами (азот и метан).

Сравнение расчетных показателей работы данной установки, более подробно описанной в [2,3], с показателями существующих производств приведено в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение технико-экономических показателей

Тип схемы	Объекты реализации	Коэффициент сжижения, %	Удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ
Дроссельный цикл	ГРС «Никольская»	2	10
Дроссельный циклом высокого давления	АГНКС г. Первоуральск	47	590*
	АГНКС г. Кингисепп, ГРС-1 г. Калининград, КСПГ Псков	40	870
Цикл с вихревой трубой	ГРС «Выборг»	4	10
Дроссельно-эжекторный цикл	АГНКС-8 «Петродворец», АГНКС-500 «Развилка»	48	360*
Дроссельно-детандерным цикл	ГРС-4 г. Екатеринбург	11	10
Азотный цикл	УСПГ Пермский край	99	840
Цикл с двумя контурами охлаждения	проект	99	637

* Удельные энергозатраты установок, рассчитаны с учетом затрат энергии на сжатие газа на АГНКС

Таким образом, применение предварительного мембранного разделения и КЦА позволяет подготовить природный газ к сжижению для получения СПГ используемого как газомоторное топливо. Однако, для этого необходимо применять энергоэффективную технологию сжижения природного газа, предложенную в данной работе.

Библиографический список

1. Кондратенко, А. Д. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа / А. Д. Кондратенко, А. Б. Карпов, А. М. Козлов, И. В. Мещерин // Нефтегазохимия – 2016. – № 4. – С. 31-36.
2. Кондратенко, А. Д. СПГ на топливо. Технология получения малотоннажного СПГ с двумя контурами охлаждения / А. Д. Кондратенко, А. Б. Карпов, А. М. Козлов // Деловой журнал Neftegaz.ru – 2018. – №2. – С. 50-54
3. Козлов А.М., Федорова Е.Б., Карпов А.Б., Швыдко О.А. Способ производства сжиженного природного газа: пат. Рос. Федерация. № 2017130854 заявл. 31.08.2017

Научный руководитель: Жагфаров Ф.Г., д-р техн. наук, профессор

Анализ технологических параметров с целью оптимизации работы установок подготовки нефти на Западно-Сибирских месторождениях

Корюкова С.В., Дерюгина О.П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основными энергоносителями сегодня являются нефть и газ. Они играют большую роль в экономике России. Западная Сибирь является основным нефтегазодобывающим регионом страны.

Продукты нефтегазопереработки – различные виды топлива для транспорта. Кроме этого данные продукты являются сырьем для химической промышленности.

После добычи нефти из скважин, происходит первый этап переработки нефти, а именно - это установки подготовки нефти, которые осуществляют подготовку товарной нефти путем обессоливания, обезвоживания и нагрева нефтяной эмульсии [1].

На сегодняшний день, в целях бережливого производства, требуется решать проблемы повышения единичных мощностей и комбинирования установок, повышения эффективности капиталовложений, снижение имеющихся эксплуатационных расходов, увеличение производительности труда, что приводит к увеличению мощностей по переработке добываемых нефтей.

Каждая нефть индивидуальна по своим характеристикам, и различие их свойств создали большое разнообразие технологического оборудования

и схем промысловой подготовки нефти. Необходимо, чтобы подготовленная нефть отвечала современным международным стандартам, так как от этого зависит стабильность работы основного и вспомогательного оборудования установок вторичных процессов переработки нефти, а также срок эксплуатации магистральных трубопроводов. Поэтому подготовка нефти на промыслах включает в себя следующие стадии: отделение пластовой воды от нефти, извлечение солей и механических примесей, удаление из добываемой нефти легких углеводородных газов.

Для поддержания эффективного осуществления процессов подготовки нефти, а также прогнозирования оптимальных режимов работы сегодня применяются современные компьютерные системы обеспечения, а также методы математического моделирования. Подбор оптимальных технологических параметров для промысловой подготовки нефти, а именно сепарации, обессоливания и обезвоживания, будет определять качество продукции, которая поступит на переработку [2].

При добыче нефти из скважины поступает водонефтяная эмульсия, которая представляет собой многофазную систему. Эта система состоит из нефти, попутных нефтяных газов и пластовой воды. Как уже описано выше, технологические параметры для каждого месторождения подбираются индивидуально, в зависимости от свойств нефти. В связи с этим, для установления оптимального технологического режима установок по промысловой подготовке нефти требуется учесть все факторы, которые в свою очередь должны быть обоснованы [3].

Для выработки рекомендаций для оптимизации работы установок подготовки нефти были изучены шесть образцов нефти Западно-Сибирских месторождений. Определены следующие основные показатели: кинематическая вязкость, содержание в нефти воды, солей серы, парафина, смол, асфальтенов, меркаптанов; фракционный состав от н.к. до 350 °С, температура застывания и вспышки.

Физико-химические свойства исследуемых образцов нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства исследуемых нефтей

Наименование показателей	Месторождения					
	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Плотность, кг/м ³	878	878	872	883	890	887
Кинемат. вязкость, мм ² /с:						
при 20 °С	26,28	32,37	21,22	43,6	69	116,68
при 50 °С	14,71	10,09	7,27	25,6	20	26,55
Содержание в нефти, % масс.						
воды	85-90	86-90	85-90	60 -85	40-65	15-30
солей, мг/л	230	115,14	58,96	344,7	395	186,43
серы	1,23	1,4	0,99	1,7	1,3	-
парафина	19,33	4,4	3,04	4,01	2,4	2,5

смола	4,10	8,3	3,5	9,3	7,6	15,8
асфальтенов	0,01661	3,35	3,07	3,0	3,0	1,98
меркаптанов	0,0205	0,0034	0,0029	0,08	0,2348	0,0191
Фракционный состав от н.к.:						
до 100 °С	90	75	87	86	86	97
до 200 °С	1,0	2,0	1,4	4,5	6,0	0,8
до 300 °С	19,0	23,0	20,0	12,0	15,0	5,4
до 350 °С	26,7	36,3	40,0	47,0	30,0	17,8
Температура застывания	-10	-2	-4	-30,0	-30,0	-
Температура вспышки	38	36	28-35	24-37	37	

Таким образом, по имеющимся данным можно сделать вывод о соответствии физико-химических свойств нефти ГОСТ 51858-2002. Нефти исследуемых месторождений являются тяжелыми, сернистыми, относящимися ко второй и третьей группе, и второму виду. Имея полученные данные возможно предложить оптимальное технологическое оформление установок подготовки нефти.

Поскольку в ходе эксплуатации установок подготовки нефти часто происходят изменения технологического режима работы установок, которые сопровождаются ухудшением качества продукта, а также большим расходом реагентов, проводить оптимизацию работы установок также необходимо. Так, например, важным параметром регулирования технологических параметров является анализ нефти на выходе из зоны отстоя, а именно определяется содержание воды в нефти. Большой процент содержания воды в товарной нефти может быть вызван следующими причинами:

1. Изменением расхода сырья.
2. Снижением температуры нефти после печей.
3. Расходом реагента на подготовку нефти или прекращением подачи реагента.
4. Повышением содержания газа в нефти, поступающей в отстойники
5. Высоким уровнем раздела фаз «вода-нефть» в отстойниках.

С этой целью для оптимизации работы установок подготовки нефти предлагаются следующие рекомендации:

- Следует повысить температуру нагрева нефти
- Включить подачу реагента на установку, отрегулировать расход реагента согласно норме.
- Отрегулировать работу сепараторов первой и второй ступеней сепарации.
- Повысить уровень раздела фаз «нефть-газ» в сепараторах.
- Понизить уровень раздела фаз «вода-нефть» в отстойниках приоткрыв байпасы.
- Проверить работу и исправность регулирующих клапанов на линии выхода воды.

Библиографический список

1. Стародуб, М. В. Технология нефти. Подготовка нефти к переработке: учебное пособие / М. В. Стародуб, Ю. П. Ясьян, П. А. Пуртов, Ю. В. Аристович. – Краснодар: Издательский дом – Юг, 2011. – 120 с.
2. Гуреев, А. А. Разделение водонефтяных эмульсий: учебное пособие / А. А. Гуреев, А. Ю. Абызгильдин, В. М. Капустин, В. В. Зацепин – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 95 с.
3. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. – 3-е изд., стерiotипное. – М.: ООО ТИД Альянс, 2005. – 319 с.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент.

Повышение эффективности разрушения водонефтяных эмульсий путем замены деэмульгатора

Корюкова С.В., Дерюгина О.П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основная проблема нефтяных месторождений – это повышение обводненности нефти, зависящей от времени разработки месторождения. Реологические свойства нефтей требуют особого внимания при добыче, сборе и подготовке нефти. В свою очередь пластовая вода при добыче образует асфальтосмолистопарафиновые отложения, которые препятствуют этим процессам [1]. После смешения пластовой воды и нефти образуется сложно разрушающаяся водонефтяная эмульсия. Разрушение такой смеси является главной задачей подготовки товарной нефти.

Одной из важных и актуальных задач нефтедобывающих компаний является подбор эффективных деэмульгаторов. Это объясняется тем, что эффективный деэмульгатор на одном месторождении, является балластным на другом месторождении. Каждое месторождение уникально по компонентному составу нефти, по своим физико-химическим свойствам и степени обводненности. Эффективным будет деэмульгатор, если он сможет обеспечить максимальную глубину обессоливания и обезвоживания при минимальной температуре и расходе. Значимыми критериями при подборе деэмульгатора являются следующие показатели: качество нефти, а именно содержание механических примесей, солей, воды, расход реагента, а также продолжительность отстоя.

Технология процесса подготовки товарной нефти состоит из четырех последовательных стадий:

- сепарацию нефти;
- предварительное обезвоживание, при котором содержание воды в нефти ограничивается величиной, не более 10%;

- глубокое обезвоживание и обессоливание, с содержанием воды после стадии не более 1%;
- стабилизацию нефти.

На месторождениях для обезвоживания и обессоливания нефти чаще всего применяются методы: гравитационного отстоя, термохимические, электрохимические, а именно электрообезвоживание и электрообессоливания [2].

При использовании химического метода в обезвоженную нефть добавляется деэмульгатор. Чаще всего это поверхностно-активные вещества. На одну тонну добываемой нефти требуется 5-60г реагента. Высоким результатом, при исследовании веществ для деэмульгаторов, является неионогенные поверхностно-активные вещества, так как в смеси с нефтью они не разлагаются на катионы и анионы. Такими веществами выступают сепаролы, дисолваны, дипроксилыны и другие. Активное вещество (деэмульгатор) адсорбируется на поверхности раздела фаз эмульсии «нефть-вода» и вытесняют менее активные природные эмульгаторы, присутствующие в эмульсии. Пленка, которая образуется на поверхности капель воды, становится менее прочной, что влечет слияние мелких капель в большие, то есть происходит процесс коалесценции.

Эффективность и скорость химического обезвоживания нефти заметно повышается за счет снижения вязкости нефти. В случае применения термохимического метода эффективность происходит за счет понижения вязкости нефти при её нагреве, а также облегчения процесса коалесценции капель воды.

Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается применением электрических методов обезвоживания и обессоливания. Процессы электрообезвоживания и электрообессоливания нефти проходят в аппарате под названием – электродегидратор, в котором нефть протекает между электродами, создается электрическое поле высокого напряжения (около 30 – 40 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания нефть подогревают до температуры 40 – 80 °С. На электрообессоливающей установке процесс проводится при небольшом времени нахождения нефти в аппарате, и для достижения максимальной степени обессоливания необходима большая глубина обезвоживания нефти.

Вследствие факторов, перечисленных выше, для получения высокого результата подготовки нефти комбинируют электрический метод с термохимическим, сочетая в себе несколько факторов воздействия на водонефтяную эмульсию, такие как подогрев, подачу деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле [3].

Для исследования принималась нефть одного из Западно-Сибирских месторождений. Характеристика исходного сырья: нефтяная эмульсия, приходящая с установки подготовки нефти, обводненность составляет до 95%, температура от 5 – 57 °С, давление 0,68 МПа. При исследовании де-

эмульгаторов значимыми критериями идентифицируются изменения содержания воды в нефти и минерализации при каком-либо изменении технологических параметров работы установок, а именно сравнительное преобразование удельного расхода деэмульгаторов с учетом качества получаемой при этом нефти. По современным требованиям содержание нефтепродуктов в очищенной подтоварной воде не должно превышать 50 мг/л.

В ходе исследования технологической схемы месторождения и физико-химические характеристики нефти предлагается заменить деэмульгатор ФЛЭКТ-13, который используется на сегодняшний момент на установке Западно-Сибирского месторождения, на деэмульгатор компании Юнитек серии «Unidem ES».

Деэмульгатор ФЛЕКТ-13 обладает следующими характеристиками: температура вспышки колеблется 23 – 29 °С; вязкость при 20 °С, 79 мм²/с; температура застывания не более -42 °С.

Деэмульгаторы серии «Unidem ES» компании Юнитек обладают рядом свойств, позволяющих выделить их в ряду аналогов, а именно:

- высокая скорость сброса воды;
- небольшое содержание воды и солей в подготовленной нефти;
- четкая граница раздела фаз;
- высокое качество остаточной воды;
- понижение давления в системах сбора нефти;
- предупреждение образования промежуточных слоев.

Критерием оценки эффективности деэмульгатора выступает скорость разделения воды, качество отделяемой воды в процессе подготовки нефти, граница раздела фаз водонефтяной эмульсии, конечное содержание воды в конце процесса [4]. Преимуществом этого деэмульгатора является малое снижение расхода реагента при эксплуатации, понижение удельной цены, низкие показатели по содержанию воды.

Опираясь на результаты, которые были получены методом лабораторного анализа, можно сделать вывод, что этот деэмульгатор подходит для исследуемого месторождения. Подобрались оптимальные объемы реагента, и технологии ввода. Это помогает нам аргументировать экономическую выгоды применения нового деэмульгатора.

Библиографический список

1. Стародуб, М. В. Технология нефти. Подготовка нефти к переработке: учебное пособие / М. В. Стародуб, Ю. П. Ясьян, П. А. Пуртов, Ю. В. Аристович. – Краснодар: Издательский дом – Юг, 2011. – 120 с.

2. Гуреев, А. А. Разделение водонефтяных эмульсий: учебное пособие / А. А. Гуреев, А. Ю. Абызгильдин, В. М. Капустин, В. В. Зацепин – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 95 с.

3. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. – 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ТИД Альянс, 2005. – 319 с.

4. Дунюшкин, И. И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебник для вузов / И. И. Дунюшкин. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент.

Применение методов магнитогидродинамической обработки для увеличения эффективности разрушения водонефтяных эмульсий

Кощеева А.А., Таранова Л.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Добыча нефти связана с сопутствующими осложнениями, такими как развитие процессов коррозии и образование стойких водонефтяных эмульсий. Механическая добыча, наличие поверхностно-активных веществ и механических примесей способствуют значительному усилению образования стойких нефтяных эмульсий.

При современных методах добычи самым распространенным методом борьбы с осложнениями при проведении этих процессов является использование, как правило, таких дорогостоящих химических реагентов, как бактерициды, ингибиторы коррозии и солеотложения, а так же деэмульгаторы [1 - 2].

В промышленных масштабах при подготовке нефти зачастую используются три основных способа разрушения водонефтяных эмульсий – гравитационный отстой, воздействие электрическим полем и применение деэмульгаторов. Данные методы требуют значительных капитальных вложений, энергетических и материальных затрат. Кроме того, избыточное использование химических реагентов может привести к образованию еще более стойких нефтяных эмульсий, для разрушения которых необходимы более мощные и дорогие реагенты. В этих условиях предприятия встают перед необходимостью применения более ресурсосберегающих методов разрушения водонефтяных эмульсий. Одним из таких методов стал метод магнитогидродинамической обработки эмульсий, в основе которого лежит применение энергии магнитного поля.

Магнитогидродинамическая обработка (МГДО) – способ воздействия на поток технологической среды, в котором под воздействием магнитного поля индуцируется электрический ток. Основополагающий механизм разрушения водонефтяных эмульсий в магнитном поле заключается в его воздействии на сальватные оболочки глобул нефти в воде, что влечёт за собой разрыхление бронирующих оболочек на границе нефть-вода. С использованием МГДО можно добиться повышения эффективно-

сти ингибиторов коррозии и деэмульгаторов путём образования карбоксатионов, которые обладают повышенной адсорбционной и реакционной способностью [3].

При применении данного метода возможно повысить эффективность ингибиторов коррозии в среднем на 17 %, а деэмульгаторов – до 20 %.

Для определения влияния МГДО на эффективность деэмульгаторов провели серию «бутылочных» тестов на устойчивой водонефтяной эмульсии со скважин Сергеевского месторождения (НГДУ ООО "Башнефть-Добыча"). Установлено, что МГДО приводит к существенному росту эффективности испытанных деэмульгаторов из-за увеличения заряда на их молекулах и роста вследствие этого поверхностно-активных свойств реагентов (таблица 1).

Таблица 1

Изменение эффективности деэмульгаторов в результате проведения МГДО
(концентрация 50 мг/л; время отстаивания эмульсии 10 мин)

Деэмульгатор	Доля выделившейся воды, %		Эффект МГДО, %
	без МГДО	с МГДО	
Сондем 4401	78	95	17
СНПХ 4501	49	54	5
Separol WF-41	57	78	21

На основании результатов лабораторных и стендовых испытаний Уфимским Технико-технологическим предприятием было разработано устройство для МГДО водонефтяных сред (рисунок 1), предназначенное для монтажа в действующий промышленный трубопровод.

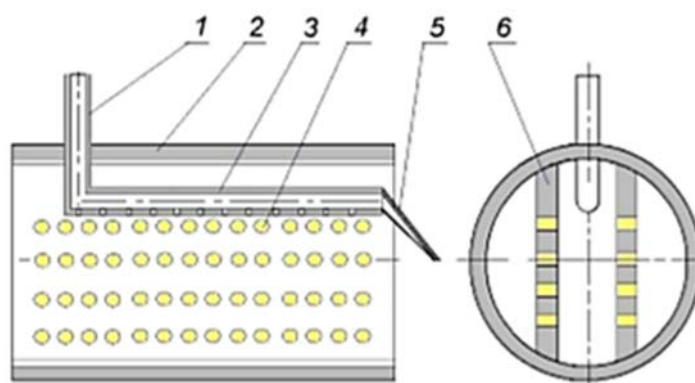


Рисунок 1. Схема промышленного устройства УВМГДО-1.2:

- 1 – трубка для ввода реагента; 2 – труба; 3 – перфорированная трубка подачи реагента;
4 – ИМП (источник магнитного поля); 5 – рассекатель;
6 – держатель ИМП

Принцип работы устройства заключается в следующем: реагент подается по трубке ввода реагента в трубопроводный проточный магнитный

активатор, вмонтированный внутрь трубопровода параллельно ему и оснащенный источниками постоянного магнитного поля одной и той же направленности. Постоянное магнитное поле одной и той же направленности обеспечивается установкой одной или нескольких пар источников магнитного поля разноименными полюсами друг к другу без чередования полярности. Такая установка ИМП обеспечивает индуцирование однонаправленных токов. В качестве ИМП возможно выбрать магниты сплава $Nd_2Fe_{14}B$, которые при относительно невысокой стоимости обеспечивают длительную работу устройства (температура размагничивания $120\text{ }^{\circ}C$, а уменьшение коэрцитивной силы - не более 10 % за 7 лет).

В 2006 г. устройство МГДО прошло успешные испытания в цехе подготовки и перекачки нефти Аксаковской группы месторождений филиала ОАО «Башнефть-Ишимбай» и на скважинах № 413 и № 746 Сергеевского месторождения. В настоящее время данный метод внедряется и находится на этапе опытно-промысловых испытаний на предприятии ПАО «Роснефть» «РН-Уватнефтегаз» с ожидаемой экономией на закупку деэмульгаторов до 16,9 миллионов рублей в год.

К преимуществам устройства ввода деэмульгатора с МГДО можно отнести: 1) применение аппаратов данного типа позволяет сократить расход применяемого деэмульгатора в среднем на 15-20 %; 2) предлагаемое техническое решение устройства ввода химического реагента повышает эффективность ввода деэмульгатора в поток нефти и исключает возможность передозировки дорогостоящих реагентов; 3) изготовление предлагаемого устройства не требует разработки нового оборудования и переоснащения существующих производств; 4) предлагаемое устройство конструктивно просто и доступно в изготовлении и характеризуется простотой в эксплуатации; 5) устройство не оказывает влияния на образование пульсации в потоке эмульсии и в трубопроводе в целом, что положительно сказывается на сроке эксплуатации данного участка трубопровода.

Таким образом, можно сделать вывод, что проведение МГДО способно значительно повысить эффективность процессов разрушения водонефтяных эмульсий в промышленных условиях. При этом данный метод является ресурсосберегающим методом обработки сред деэмульгаторами, стоимость реализации которого намного ниже стоимости применяемых на практике методов деэмульсации, при этом появляется возможность снижения рабочих концентраций деэмульгаторов в водонефтяных средах на 15 - 20 % при сохранении высокой эффективности осуществляемых процессов.

Библиографический список

1. Ахияров, Р. Ж. Защита трубопроводов от коррозии: учебное пособие / Р. Ж. Ахияров, Ф. М. Мустафин, М. В. Кузнецов, Г. Г. Васильев, В. В. Кулаков, Л. И. Быков, А. Д. Прохоров, Д. Н. Веселов, Р. А. Харисов. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 620 с.

2. Кеммер, Ф. Н. Книга НАЛКО о воде: практическое руководство по воде компании Nalco / Пер. с англ. Ф. Н. Кеммер. – 2-е изд. - McGraw: Hill Book Company, 2013. – 1117 с.

3. Вольцов, А. А. Интенсификация процесса подготовки нефти путем воздействия магнитного и вибрационного полей на промышленные эмульсии / А. А. Вольцов, А. Б. Лаптев, Д. Е. Бугай, В. И. Максимочкин // Новые разработки в химическом и нефтяном машиностроении: сборник материалов второй научно-практической конференции – Уфа: Изд-во ООО «Выбор», 2003. – 43 с.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. техн. наук, доцент.

Системный анализ теплотехнической схемы производства этилена

Кошечева А.А., Таранова Л.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Производство этилена по количеству изготавливаемой продукции является одним из основных среди производств органического синтеза, при этом данные предприятия характеризуются большими затратами топливно-энергетических ресурсов, что обусловлено значительными удельными топливным и энергетическим потреблением при многостадийной переработке углеводородного сырья. В связи с этим при проведении данных процессов возрастает важность задачи повышения энерго- и ресурсосбережения.

Наиболее топливо- и энергоемкой стадией теплотехнологической схемы производства этилена, является участок пиролиза или термического разложения алканов, для осуществления которого необходимо создание температур от 770 до 880 °С.

Существуют следующие направления повышения энергоэффективности нефтехимических производств:

1. Переход на энергосберегающие технологии и конструктивное совершенствование процессов и технологических агрегатов.

2. Повышение тепловых и термодинамических КПД энергетических установок и энергопотребляющих элементов, агрегатов – источников побочных энергоресурсов.

3. Организация системы комплексной утилизации вторичных ресурсов и ее оптимизация с привлечением методов математического моделирования [1].

Именно третий вариант в настоящее время является одним из наиболее важных направлений модернизации предприятий.

Поиск эффективного решения по организации энерготехнологической комбинированной системы для теплотехнологической схемы пиролиза в производстве этилена представляет собой сложную задачу, требую-

щую проведения всестороннего анализа исходной схемы и синтезируемой системы. Оценка эффективности работы технологической схемы пиролиза основывается на системном подходе, который заключается в структурном анализе внутренних и внешних связей изучаемого производства, а также в анализе тепловых и термодинамических параметров эффективности [2]. Структурный анализ теплотехнологической схемы пиролиза этана заключается в выявлении взаимосвязей между элементами схемы, а также разомкнутых и замкнутых последовательностей структурных элементов технологической схемы.

Первым этапом осуществления анализа теплотехнологической схемы пиролиза является проведение структурного анализа внутренних и внешних связей изучаемого процесса, который направлен на раскрытие организационных закономерностей производства, выделение замкнутых и разомкнутых последовательностей элементов; выявление оптимальной последовательности расчета структурных элементов и системы в целом.

Ключевые положения системного анализа изучаемой теплотехнологической схемы пиролиза [3] представляются в виде информационной блок-схемы (ИБС).

При проведении структурного анализа при помощи формирования ИБС возможно выявить наиболее оптимальную последовательность расчета тепловых процессов теплотехнологической схемы стадии пиролиза этана. В качестве очередного этапа системного анализа проводится анализ энергоэффективности с помощью составления тепловых и термодинамических систем балансов. Методика проведения анализа и оценки тепловой и термодинамической эффективности теплотехнологических схем составлена в соответствии с эксергетическим методом термодинамического анализа. Алгоритм проведения системного анализа отображен на рисунке 1.



Рисунок 1. Алгоритм методики проведения анализа и оценки тепловой и термодинамической эффективности теплотехнологических схем

Первый этап по этому алгоритму представляет собой сбор и обработку первичной информации, ее представление в виде расчетной балансовой теплотехнологической схемы (БТТС). На базе выполненного анализа структуры связей теплотехнологической производят декомпозицию БТТС. При осуществлении этого этапа анализа структуры установки производства этилена выявлено 243 контура, а также образующие их потоки. На втором этапе алгоритма определяются действительные значения тепловой мощности потоков энергии и вещества на входе и выходе элементов БТТС, составляются материальные и тепловые балансы, рассчитывается тепловой КПД и определяются потери теплоты для каждого элемента и схемы в целом. На третьем этапе – рассчитываются значения эксергетической мощности потоков на входе и выходе элементов БТТС, составляются эксергетические балансы, определяются эксергетические КПД и общие потери эксергии. На четвертом этапе оценивается термодинамическая эффективность БТТС и выявляются резервы энергосбережения.

В качестве оценки степени эффективности теплотехнологических процессов применяется ряд таких величин, как эксергетические КПД. Рассчитанные значения данных КПД дают возможность оценить возможности энерго- и ресурсосбережения в технологической схеме пиролиза этана, как следствие, создать систему комплексной утилизации вторичных энергоресурсов на базе энерготехнологической комбинированной системы. Значения теплового и эксергетического КПД схемы производства этилена составили 85% и 58% соответственно.

Результатом осуществления комплексного системного анализа установки пиролиза является получение данных, которые позволяют оценить резервы энергосбережения предприятия.

Таким образом, при применении методики комплексного системного анализа сложной многоэлементной теплотехнологической схемы пиролиза этана возможно выявить оптимальный и энергоэффективный вариант организации энерготехнологической комбинированной системы, а также найти пути возможного применения вторичных энергоресурсов внутри данного производства. При расчете эксергетических КПД, было выявлено, что данную технологическую систему необходимо модернизировать с целью более эффективного применения энергоресурсов.

Библиографический список

1. Жагфаров, Ф. Г. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа: учебник / Ф. Г. Жагфаров, А. Б. Карпов, А. М. Козлов. – М.: Букстрим, 2013. – 172 с.
2. Холоднов, В. А. Математическое моделирование и оптимизация химико-технологических процессов: практическое руководство / В. А. Холоднов, В. П. Дьяконов. – СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2003. – 480 с.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. техн. наук, доцент.

Азеотропная осушка и очистка пропана от метанола и воды

Крюков Д.О., Дерюгина О.П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время порядка 20% получаемых в России СУГ экспортируется за рубеж. При этом отечественные компании нередко несут значительные потери в прибыли вследствие невозможности обеспечения требуемых качественных показателей, экспортируемых сжиженных углеводородных газов. Одним из таких показателей является содержание в СУГ растворенного метанола, содержание которого регламентируется требованиями иностранных заказчиков и должно составлять не более 10 - 50 ppm.

Пропановую фракцию получают на газофракционирующих установках нефтехимических предприятий. Она является сырьем установки дегидрирования пропана. Процесс протекает на платиновом катализаторе, поэтому к исходному сырью предъявляются жесткие требования. Содержание метанола в пропановой фракции после ГФУ составляет минимум 1,2% об., что существенно превышает допустимую концентрацию метанола в пропановой фракции (ГОСТ 20448-90). Пропан, который отправляется на экспорт, должен соответствовать ГОСТ 21443-75 и ГОСТ Р 51104-97. В результате этого существенно снижается эффективность производства, сужается рынок сбыта.

Очистку пропана от метанола можно проводить на цеолитах. Однако этот способ экономически нецелесообразен, поскольку из-за высокой концентрации метанола в пропановой фракции цеолиты будут быстро насыщаться, в результате чего цикл осушки становится крайне коротким.

Процесс азеотропной осушки пропановой фракции от метанола является физическим процессом, который основан на образовании азеотропа пропан-метанол-вода. Данный процесс позволяет практически полностью удалять метанол и воду из пропана при помощи азеотропной ректификации. Таким образом, в ходе данного процесса происходит одновременно глубокая очистка от метанола и его регенерация и глубокая осушка пропана от воды. В ходе азеотропной ректификации, метанол и вода концентрируются в верхней части ректификационной колонны, а очищенный и осушенный пропан – в нижней ее части колонны. В связи с тем, что метанол хорошо растворяется в пропане, для его вывода из пропана верхом ректификационной колонны, предусмотрена экстракция водой.

Компримирование паров верха ректификационной колонны позволяет повысить их температуру и тем самым дает возможность конденсировать их в испарителе колонны, используя при этом теплоту конденсации паров верха колонны для испарения смеси в испарителе колонны. Использование теплоты конденсации паров верха колонны для испарения пропановой фракции в испарителе разделительной колонны позволяет значительно снизить энергозатраты на испарение продукта в испарителе и его

конденсацию в конденсаторе паров разделительной колонны. Таким образом, компрессор работает в режиме теплового насоса. Данная схема представлена на рисунке 1.

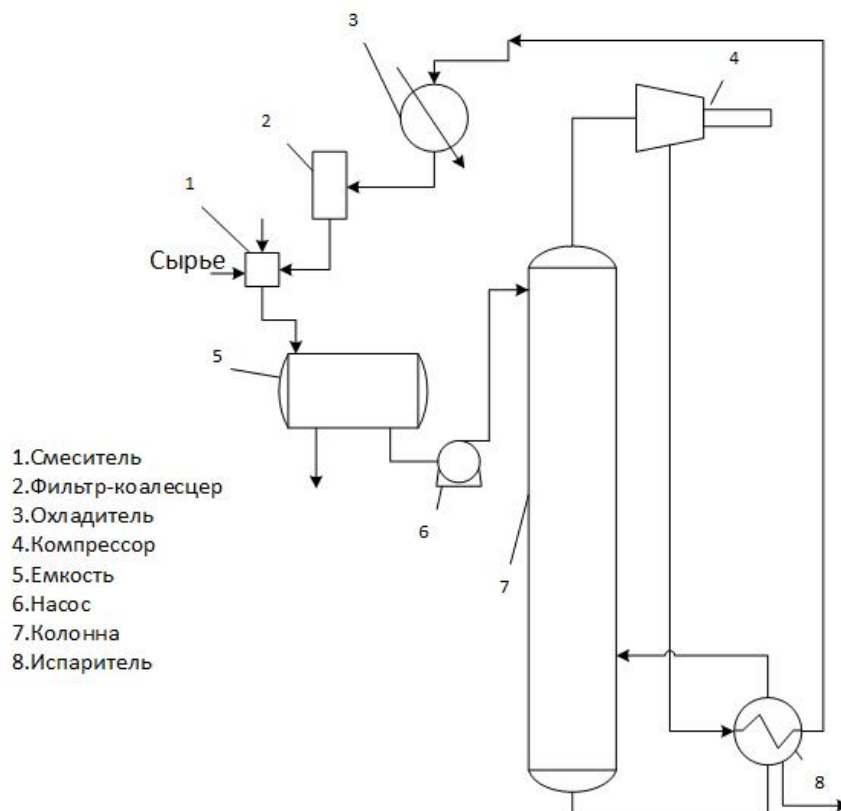


Рисунок 1. Принципиальная технологическая схема:

1 – смеситель, 2 – фильтр-коалесцер, 3 – охладитель, 4 – компрессор, 5 – емкость, 6 – насос, 7 – колонна-испаритель, 8 – испаритель.

Таким образом, с использованием процесса азеотропной осушки и очистки пропана получают пропановую фракцию с необходимыми показателями.

Библиографический список

1. Мовсумзаде, Э. М. Газопереработка месторождений Урало-Поволжья и Оренбургской области / Э. М. Мовсумзаде, А. Л. Лapidус, С.А. Михайлов – Москва: ОАО «ЦНИИ- ТЭ Нефтехим», 2000. – 227 с.
2. Лapidус, А. Л. Первичная переработка углеводородных газов / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров – Москва: Газохимия, 2004. – С. 183-189.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент.

«Узкие места» основных производств Тобольской промышленной площадки

Крюков Д.О., Потыкун М.Р., Соколова К.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

21 Век был и остается веком роста значимости нефтехимии как отрасли перерабатывающей промышленности. Сейчас нашу жизнь невозможно представить без продуктов нефтехимии. Как минимум половина того, что нас окружает сделано из полимеров. Россия несмотря на огромные запасы углеводородов, не занимает большой доли на рынке нефтегазохимии. В потребление полиолефинов на душу населения Россия отстает, как минимум в 2 раза от передовых стран. Также, в будущем предвидится рост потребления полиолефинов как в нашей стране, так и во всем мире. Поэтому, строительство ЗапСибНефтехима (ЗСНХ) является экономически обоснованным и выгодным.

Основные проблемы совместной работы предприятий «СИБУР-Тобольск» и ЗапСибНефтехим:

- Обеспечение бесперебойной работы ЗСНХ
- Обеспечение перехода на 4-летний межремонтный период установок ЦГФУ и АОП
- Снижение удельного потребления энергоресурсов

Проанализировав действующие установки Тобольской промышленной площадки, мы идентифицировали следующие «узкие места»: колонны К-6 установок ГФ-1 и ГФ-2, и компрессионный блок АОП (установка азеотропной осушки пропана). Для обеспечения бесперебойной поставки сырья на ЗСНХ и обеспечения 4-летнего межремонтного периода работы установок ЦГФУ и АОП был разработан ряд мероприятий:

- Вывод колонн К-6 установок ГФ-1 и ГФ-2 в резерв
- Использование РОУ
- Замена парового привода компрессоров установки АОП
- Применение антинакипинов
- Использование ТСЦ как буфера для сырья

После пуска ЗСНХ нет необходимости использовать колонны К-6 установок ГФ-1 и ГФ-2, так как весь этан будет выделяться в узле деэтанзации ШФЛУ.

Замена парового привода компрессоров на установке АОП, на отдельные электроприводы, позволит сделать установку АОП независимой от ГФ-1. А использование РОУ (редукционно-охладительное устройство) и антинакипинов снизит потребление пара и обеспечит более длительный пробег установки ГФ-1 за счет меньшего отложения солей в теплообменном оборудовании.

Использование резервуаров для хранения пропана, бутана и ШФЛУ позволит снабжать ЗапСибНефтехим сырьем в случае остановки ЦГФУ и АОП на период ремонта или аварии.

Библиографический список

1. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Уч. пос. для вузов / С. А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2013. – 250 с.
2. Мановян, А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: уч. пособие для вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001. – 568 с.
3. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти / Под ред. О. Ф.Глаголевой и В. М.Капустина. – М.: Химия, КолосС, 2006. – 400 с.
4. Соколов, Р. С. Химическая технология: Уч. пособие для студентов ВУЗов в 2-ух т. – М.: Гуманит. изд. центр Владос, 2000. – 368 с.
5. Брагинский, О. Б. Мировая нефтехимическая промышленность. М.: Наука, 2003. – 556 с.

Научный руководитель: Глазунов А.М., канд. техн. наук, доцент

Методы повышения эффективности аппаратов воздушного охлаждения

Литвякова М.Н., Таранова Л.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) используют для конденсации или охлаждения. В качестве хладагента в аппаратах данного типа применяют воздух, который в зависимости от конструкции АВО протягивается через трубы, перекачивающие газовую или водную среду, либо нагнетается на них с помощью вентилятора. Воздух, проходя сквозь секцию, нагревается, а продукт в трубах охлаждается или конденсируется. Вентилятор расположен в центре коллектора и получает вращение от электродвигателя, без которого работа аппарата было бы невозможна. Выбор электродвигателей для производственных механизмов является очень важным процессом, от которого зависит их бесперебойность и надежность работы в течении всего нормативного срока службы. В зависимости от решения выбора электродвигателя и привода получаемая мощность расходуется рационально, что повышает эффективность работы аппарата и производительность его работы [1, с. 55].

С точки зрения конструкции электропривода все АВО можно разделить на три основных типа – АВО с прямой посадкой вентилятора на вал электродвигателя, АВО с ременной передачей и АВО с редукторным приводом (соосный или перпендикулярный вал). Каждый из типов привода имеет свои преимущества и недостатки (см. таблицу 1).

Таблица 1.

Преимущества и недостатки разных типов привода

Тип привода АВО	Положительные стороны	Отрицательные стороны
Прямая посадка на вал	Отсутствие дополнительных узлов: выше надежность, меньше эксплуатационные расходы Допускается низкая температура эксплуатации (до -60 С)	Низкооборотистый электродвигатель: высокая масса и стоимость, низкий КПД
Клиноременная передача	Компактный высокоскоростной электродвигатель Минимальное ТО	Проблематичность работы при низкой температуре (ниже -40 С) Пониженная надежность в связи с увеличением количества элементов Необходимость настройки силы натяжения ремней перед пуском
Редукторная передача	Стандартная конструкция электродвигателей	Требуется специальное исполнение, много конструктивных материалов

В пример представлен вариант энергосбережения при эксплуатации аппарата АВО на компрессорной установке. После каждой ступени компримирования, предусмотрено охлаждение попутного нефтяного газа (ПНГ) аппаратом воздушного охлаждения. Используемый в АВО электропривод имеет крайне неэффективную для данных климатических условий клиноременную передачу.

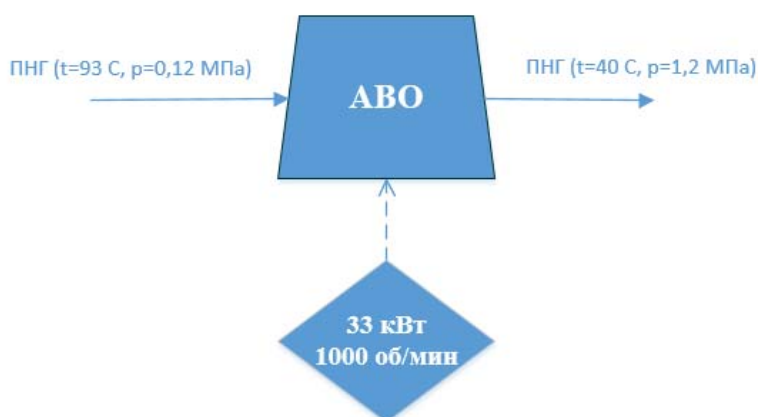
Согласно проделанному анализу был сделан вывод о нежелательной эксплуатации вышеназванного привода. Привод с прямой посадкой на вал в данном случае также нежелателен, так как электроприводы данного типа громоздкие и низкооборотные, неизбежны проблемы с потерей производительности аппарата и убытки предприятия. Наиболее благоприятным решением является редукторная передача, в этом случае предложенный двигатель допускает работу при низких температурах (до -60 С), надежный, требует меньше ремонтных работ и имеет более высокий КПД.

Существует огромное множество разновидностей электродвигателей, каждый из которых обладает рядом как преимуществ, так и недостатков. Необходим комплексный подход к анализу и отбору необходимого оборудования. Неразумный подход к данному вопросу повлечет нарушение процессов производства, приведет к потерям производимой продукции и дополнительным затратам электроэнергии. [2, с. 82]. Выбор одного из электродвигателей будет считаться правильным если выполнены следующие условия:

1. Двигатель полностью соответствует рабочей машине по механическим свойствам.
2. Максимальное использование мощности во всех режимах работы
3. Соответствие электродвигателя параметрам электропитания, исполнителю механизму и условиям внешней среды по конструктивному исполнению.

Исходя из вышеописанных условий, следует, что для выбора электродвигателя необходимы тип и наименования исполнительного механизма, максимальная мощность на валу, частота вращения вала исполнительного механизма, способ его сочленения с валом электродвигателя, а также характеристики внешней среды.

Для рассматриваемого случая был выбран электродвигатель типа 4A160S6, мощностью 11,7 кВт, числом оборотов 975 мин⁻¹ и отношение максимального момента к номинальному равным 2.



Результаты модернизации можно увидеть в сравнительной таблице 2.
Таблица 2.

Результаты модернизации

Характеристика	Ременная	Редукторная
Мощность, кВт	44	33
Частота вращения, об/мин	1450 2900	1000 3000
Электроэнергия, в год, кВт	385440	285440
Разница, кВт	96360	

Таким образом, был проведен анализ по способам модернизации (см. таблицу 2) аппарата воздушного охлаждения, служащего для охлаждения попутнонефтяного газа.

Библиографический список

1. Алимов, С. В. Аппараты воздушного охлаждения газа: опыт эксплуатации и пути совершенствования / С. В. Алимов, В. А. Лифанов, О. Л. Миатов // Газовая промышленность. – 2006. – № 6. – С. 54-57.
2. Рыбкин, В. Оптимизация энергозатрат технологических процессов / В. Рыбкин, Жу Синь (Фрэнк), П. Шихан Брендан // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 8. – С. 80-84.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. техн. наук, доцент.

Оптимизация установки первичной переработки нефти с целью увеличения выхода и качества готовой продукции.

Мазуренко О.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефть – это сложная смесь углеводородов разной молекулярной массы и разными температурами кипения.

В нефти встречаются следующие фракции, представленные в таблице 1.

Таблица 1

Фракционный состав нефти.

Наименование	Длина углеродной цепи	Диапазон кипения, °С
Нефтяные газы	1–4	-
Бензиновая фракция	5–11	около 40–180(200)
Лигроиновая фракция	8–14	150–250
Керосиновая фракция	10–18	180–240(260); 120–315
Дизельная фракция	14–20	240(260)–340; 180–360
Широкая масляная фракция	20–50	350(370)–460(600)
Мазут	20–70	выше 350
Остатки (гудрон)	более 70	выше 500

Первичная переработка нефти является одним из важнейших процессов в нефтегазовом комплексе, так как в процессе переработки получают большое количество полезных продуктов: различные виды топлива (автомобильные, авиационные, котельные и т. д.) и сырье для последующей химической переработки.

Первичная переработка нефти может осуществляться по следующим направлениям:

- Топливному;
- топливно-масляному;

- топливно-нефтехимическому;
- топливно-масляно-нефтехимическому;

Состав получаемых продуктов получается различным и зависит от способа переработки.

Технологическая схема переработки нефти во многом зависит от ее фракционного состава, требований к качеству продуктов.

Материальный баланс установки первичной переработки нефти на Антипинском НПЗ представлен в таблице 2.

Таблица 2

Материальный баланс установки ППН.

Показатели	Выход			
	%, масс.	т/ч	т/с	т/год
Приход (нефть)	100	290.00	6960.00	2436000
Сжиженный газ	0	0	0	0
Стабильный бензин в парк	13.01	37.73	905.52	316932
Керосиновая фракция	7.09	20.56	493.44	172704
Легкая дизельная фракция	11.73	34.02	816.48	285768
Тяжелая дизельная фракция	17.56	50.92	1222.08	427728
Мазут	49.73	144.22	3461.28	1211448
Потери	0.88	2.5	61.20	21420
Итого	100.00	290.00	6960.00	2436000

На основании материального баланса целесообразно оптимизировать работу установки заменой главного или вспомогательного оборудования, а также заменой контактирующих устройств.

Научный руководитель: Скворцова Е.Н., кандидат технических наук.

Способы повышения энергоэффективности и ресурсосбережения

Маркович Д.А., Антипина А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В современных реалиях вопрос проведения мероприятий по повышению энергоэффективности и ресурсосбережению стоит особенно остро так как с каждым днем человечество приближается к моменту, когда, считавшийся бесконечным, запас полезных ископаемых закончится. В связи с

этим каждая компания, связанная с добычей и переработкой нефти и газа, заинтересована в стопроцентной переработке поступающего сырья при минимальных затратах.

Добиться уменьшения потерь можно несколькими подходами.

Технологический способ -это **изменение технологии** переработки на проблемном участке для получения более качественной продукции. Также изменение технологии может создать возможности для разработки нового товара.

Технический способ неразрывно связан с технологическим, он также включает в себя внесение изменений в схему производства. Отличие в том, что он напрямую связан с аппаратным оформлением, и уже за счет его изменения, достигается эффект. Примером может быть замена АВО на установке моторных топлив. Аппарат использовался для охлаждения и конденсации потока, идущего на орошение колонны, но с увеличением мощностей завода перестал справляться. Было решено заменить его на водяной холодильник. Другим примером являются теплообменные аппараты, поддерживающие режим основного оборудования, которые должны использоваться еще и для утилизации энергетических потоков производства (подогрев или охлаждение потоками с других узлов установки или других установок).

Третий метод заключается в повышении квалификации работников, проведении мероприятий по улучшению мастерства и умению предотвратить аварийные ситуации. Сюда также можно отнести концепцию «бережливое производство», которая направлена на повышение качества работы с помощью устранения всех видов потерь.

Ключевыми факторами успеха для внедрения бережливого производства являются:

- Полная поддержка и пример для подражания со стороны руководства высшего звена с последовательным грамотным управлением/обучением со стороны руководства всех уровней.

- Широкое вовлечение коллектива на всех уровнях, построенное на последовательной и продуманной коммуникации, объясняющей и продвигающей новый способ работы.

- Развитие понимания и энтузиазма по отношению к идее Lean среди сотрудников и всех заинтересованных сторон с самого начала процесса благодаря реализации пилотных проектов во всех подразделениях компании, обеспечивающих быстрые, существенные и устойчивые результаты.

- Изменение образа мышления и поведения на основе четкого набора принципов, применимых ко всем подразделениям компании, и действенной системы обеспечения эффективности.

- Обеспечение эффективной и своевременной поддержки со стороны всех соответствующих отделов (ИТ, кадровых служб, экономических служб, отдела маркетинга и т.д.).

- Централизованное управление и выделение достаточных ресурсов (обычно 1-1,5% общего штатного состава отводят программе Lean все свое рабочее время).

Внесение любых изменений, особенно в случае первых двух подходов, может быть весьма затратным. Менее затратное мероприятие – переоборудование имеющихся аппаратов для удовлетворения возникших потребностей. В качестве примера такой ситуации можно привести маслоабсорбционную установку №2 Нижневартовского ГПК, которую реконструировали для переработки ШФЛУ и выделения пропана на собственные нужды, который раньше закупался.

Научный руководитель: Мозырев А.Г., канд. техн. наук, доцент.

Влияние глубины отбензинивания Западно-Сибирской нефти на показатели процесса ректификации

Маслов А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Конструкции основной обработки нефти составляют базу всех нефтеперерабатывающих компаний. Изначальная обработка нефти – распределение углеводородной смеси на отдельные части (фракции) действием ректификации в атмосферной и вакуумной колоннах, с целью извлечения почти всех компонентов топлив: бензина, дизельного топлива, смазочных масел; вторичных процессов и нефтехимических производств [1].

Ключевая цель установок АВТ – повышение отбора фракций от их возможного содержания, а также более полная переработка кубовых фрагментов. С мазутом уходит до 5 % светлых фракций, а с гудроном – до 10 % масляных фракций [2].

Предметом изучений в работе избрана отбензинивающая колонна компоновки атмосферной перегонки нефти. Сырьём колонны является нефть западно-сибирских месторождений. Задачей работы было установление воздействия состава дистиллята и чёткости ректификации на следующие характеристики процесса отбензинивания: минимальное N_{min} число тарелок, рабочее число тарелок в верхней N_e и нижней N_n частях колонны, минимальное R_{min} и оптимальное R_{opt} флегмовое число, температуры верха T_e и низа T_n колонны, мольный состав дистиллята и остатка, требуемый минимальный диаметр колонны D , требуемое количество подводимого тепла в куб колонны Q_e .

В качестве ключевого был предпочтен аналитический способ расчёта многокомпонентной ректификации с применением температурной границы разделения консистенции. В нефти, прибывающей колонну, определялись основные фракции, которые размещаются по разные стороны температурной границы разделения консистенции. После расчёта мольной части отбора дистиллята задавались чёткостью ректификации - степенью извлечения самой тяжёлой главной фракции φ , которая должна отправиться в

дистиллят. Согласно уравнению Ашворта находились температуры кипения главных фракций при среднем рабочем давлении в колонне. С этого промежутка аналитическим методом находились температурная граница разделения консистенции.

После расчёта коэффициентов относительной летучести и коэффициентов распределения всех узких фракций находился состав дистиллята и остатка и составлялся материальный баланс.

В таблицах 1, 2, 3 и 4 представлены основные результаты работы.

Таблица 1

Влияние глубины отбензинивания на показатели работы ректификационной колонны с отбором в качестве дистиллята фракции н.к. – 120 °С

φ	N_{min}	R_{min}	R_{onm}	N_e	N_n	$D, м$	$Q_e, МВт$	$T_e, °C$	$T_n, °C$	$N_{раб}$
0,70	4,38	0,50	3,02	10	8	3,33	40,7	128	312	18
0,75	5,62	0,60	2,76	13	9	3,17	39,9	126	314	22
0,80	6,98	0,68	2,60	16	12	3,07	39,4	125	315	28
0,85	8,62	0,76	2,49	20	14	3,00	39,0	124	315	34
0,90	10,81	0,84	2,39	24	18	2,94	38,6	123	315	42
0,95	14,40	0,91	2,32	31	23	2,90	38,4	122	316	54

Таблица 2

Влияние глубины отбензинивания на показатели работы ректификационной колонны с отбором в качестве дистиллята фракции н.к. – 140°С

φ	N_{min}	R_{min}	R_{onm}	N_e	N_n	$D, м$	$Q_e, МВт$	$T_e, °C$	$T_n, °C$	$N_{раб}$
0,70	4,32	0,34	3,66	10	8	4,18	51,6	146	331	18
0,75	5,60	0,43	3,19	12	10	3,84	49,6	143	333	22
0,80	7,05	0,51	2,92	15	13	3,65	48,4	142	334	28
0,85	8,80	0,59	2,73	18	16	3,51	47,6	141	334	34
0,90	11,11	0,66	2,60	22	20	3,42	47,0	140	335	42
0,95	14,83	0,73	2,49	30	26	3,34	46,5	139	335	56

Таблица 3

Влияние глубины отбензинивания на показатели работы ректификационной колонны с отбором в качестве дистиллята фракции н.к. – 160 °С

φ	N_{min}	R_{min}	R_{onm}	N_e	N_n	$D, м$	$Q_e, МВт$	$T_e, °C$	$T_n, °C$	$N_{раб}$
0,70	4,35	0,22	4,72	9	9	5,56	66,1	163	351	18
0,75	5,71	0,31	3,79	11	11	4,76	61,1	161	352	22
0,80	7,24	0,38	3,30	14	14	4,36	58,4	159	353	28
0,85	9,06	0,45	3,05	18	18	4,16	57,1	158	354	36
0,90	11,46	0,52	2,85	21	23	3,99	56,0	157	354	44
0,95	15,32	0,58	2,70	28	30	3,87	55,2	157	355	58

Итоги деятельности выявили, что изменение глубины отбензинивания Западно-Сибирской нефти напрямую оказывает большое влияние на все показатели процесса ректификации. С повышением глубины отбензинивания при стабильной чёткости ректификации прослеживается снижение минимального флегмового числа, а оптимальное флегмовое число при этом повышается, что связано с увеличением количества отбираемого дистиллята.

При этих же обстоятельствах совершается увеличение необходимой температуры и верха и низа колонны, возрастает количество тепла, которое следует подать в низ колонны. Такое влияние связано с тем, что с утяжелением верхнего продукта колонны возрастает средняя температура кипения верхнего и нижнего продукта.

Минимальное количество теоретических тарелок в колонне практически не зависит от глубины отбензинивания при постоянном значении чёткости ректификации. Рабочее число тарелок в концентрационной части колонны с ростом глубины отбензинивания понижается, в отгонной части – повышается, а общее количество тарелок остаётся на одном уровне.

Требуемый диаметр колонны с ростом глубины отбора дистиллята возрастает, что связано с увеличением объёмного расхода паровой фазы в колонне.

Таблица 4

Влияние глубины отбензинивания на показатели работы ректификационной колонны с отбором в качестве дистиллята фракции н.к. – 180 °С

φ	N_{min}	R_{min}	R_{opt}	N_e	N_n	$D, \text{ м}$	$Q_e, \text{ МВт}$	$T_e, \text{ °С}$	$T_n, \text{ °С}$	$N_{раб}$
0,70	4,28	0,12	7,43	8	10	9,69	93,2	181	370	18
0,75	5,72	0,20	4,91	10	12	6,47	77,0	178	372	22
0,80	7,33	0,28	4,00	13	15	5,53	71,2	176	373	28
0,85	9,25	0,34	3,51	16	20	5,05	68,1	175	374	36
0,90	11,75	0,41	3,20	21	25	4,76	66,2	175	374	46
0,95	15,76	0,47	2,97	27	33	4,54	64,7	174	374	60

Библиографический список

1. Волосов, И. В. Анализ работы установки первичной переработки нефти / И. В. Волосов, С. М. Леденев // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2017. – № 6. – С. 217-218.

2. Пикалов, И. С. Влияние глубины предварительного отбензинивания нефти на показатели атмосферой перегонки / И. С. Пикалов, С. Н. Овчаров, С. В. Алференко // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2010. – № 4. – С. 78-85.

Научный руководитель: Савченков А.Л., к.т.н., доцент.

Новый антикоррозионный материал для защиты нефтехимического оборудования

Махлай А.М., Смирнова Н.В., Джафаров У.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современное нефтехимическое производство и нефтеперерабатывающая промышленность предъявляют повышенные требования к новым технологиям и новым защитно-коррозионным материалам.

Большинство оборудования выполнено из высоколегированной стали и эксплуатируется при повышенных температурах в средах средней активности. Нанесение на изделие слоя другого материала, более стойкого к воздействию окружающей среды является одним из наиболее эффективных способов защиты поверхности конструкционных материалов. Упрочнение деталей за счет гальванопокрытий, обладающих равномерностью распределения по поверхности изделия, представляет большой практический интерес.

В Индии в Дели несколько сот лет стоят две цельные колонны из чистого железа (99,722%), отличающиеся необычной твердостью и неподверженные коррозии. Высказывается предположение, что это осколок метеорита, упавшего на землю. Если эта точка зрения верна, то метеорит образовался при очень высоких давлениях. В 1964г. *T. Takahashi, W. Bassett*[1] методом ударной волны получили железо в лабораторных условиях при $P=11,3$ ГПа и $t=25^{\circ}\text{C}$. При этом наблюдалось полиморфное превращение устойчивой фазы α -Fe (объемно-центрированная кубическая - ОЦК) в метастабильную фазу ϵ -Fe (гексагональная плотноупакованная - ГПУ), хотя при ступенчатом снятии давления эта фаза опять переходила в фазу α -Fe (при $P \leq 3$ ГПа)[2,3]. Особенность гексагональной фазы ϵ -Fe – ее уникальные свойства. α -Fe – ферромагнитно, при высоких давлениях железо парамагнитно[4]. Фаза ϵ -Fe немагнитна (магнитный момент равен нулю). Позднее железо этой сингонии получили и другие ученые[3-7], но во всех методах использовались высокие давления. *J.C. Jamieson* высказал предположение, что хотя формирование фазы ϵ -Fe легче всего осуществить в негидростатических условиях, но аномальные искажения при сжатии позволяют надеяться на возможность формирования ϵ -Fe и в гидростатических условиях [8].

Задача исследования заключалась в получении покрытия железом или сплавом Fe-Ni, содержащего новую фазу ϵ -Fe за счет использования метода высокочастотного переменного тока[9,10]. Основные результаты исследования приведены в таблице; для сравнения указаны структурные характеристики и ряд эксплуатационных свойств покрытий железом и сплавом Fe-Ni, Fe-Ni-Cr, осажденных на стационарном токе (СТ) и для стали 20Х23Н18.

Таблица

Эксплуатационные характеристики сплавов в зависимости от структуры

№	Хим. состав, мол. %			Фаза	Размер зерна, мкм	Нано-структура d, нм	Скорость коррозии, г/м ² *ч	Глубинный показатель, мкм за 720 час	Равномерность коррозии после 720 часов, %	σ, МПа
	Fe	Ni	Cr							
Стационарный метод										
1	68,1	31,9		α-Fe NiO	46	-	2,2	5,91	91,5	527
2	73,2	10,3	16,5	α-Fe β-Ni α-Cr	38	-	2,0	1,42	88	961
Метод высокочастотного переменного тока										
3	88,5	11,5		70% α-Fe 30% ε-Fe	5,4	10	0,2	0,07	99	1600
4	83,2	8,3	8,5	α-Fe, ε-Fe (20%), β-Ni	4,2	12	0,1	0,09	98	1710
5	Низкоуглеродистая сталь Ст3							53		220
6	Высоколегированная сталь 20X23H18							0,45		800

Проведенное исследование показало, что покрытия, полученные на стационарном токе, обладают толщиной 10-20 мкм, хорошей адгезией, равномерностью поверхности (88-91%). (табл.) Однако они имеют ряд недостатков: повышенные температуры, невысокие катодные токи, высокие концентрации солей соосаждаемых металлов, наличие чужеродных примесей.

Все осадки, полученные методом высокочастотного переменного тока, более качественные: зеркально-блестящие, мелкокристаллические, с хорошей адгезией, с высокой скоростью осаждения: покрытия толщиной (2-1000 мкм) получаются за 2-5 минуты против 20-30 минут при стационарном режиме (табл.). Особенно следует отметить, что во всех случаях сплав содержит более высокий процент железа в покрытии, что позволяет экономить дорогие металлы — никель и хром.

Структура совершенная, плотная, без посторонних включений. Сплавы Fe-Ni и Fe-Ni-Cr обладают высокими эксплуатационными свойствами — антикоррозионными и микротвердостью. Покрытие с максимальной мик-

ротвердостью 1710 МПа было получено для сплава Fe-Ni-Cr при осаждении переменным током (с содержанием ϵ -фазы 20%). (табл.). Микротвердость тройного сплава превосходит Hц сталей 20X23H18, 08X18H10 более чем в 2 раза за счет наличия гексагональной фазы железа, наноструктуры и введения дополнительного компонента – хрома.

Покрyтия, полученные методом ВПТ, в 6,5 раз превосходят антикоррозионные показатели для высоколегированной стали, которая не содержит этой фазы и наноструктуры морфологии поверхности. При этом, чем выше содержание фазы ϵ -Fe в покрyтии сплавом Fe-Ni, тем ниже глубинный показатель. Наилучшими антикоррозионными свойствами обладает покрyтие с содержанием 30% фазы ϵ -Fe.

Таким образом, покрyтия, полученные методом ВПТ, являются значительно экономичнее (отсутствие дополнительных нагревательных приборов, в 10 раз сокращается расход реагентов и время электролиза, на порядок уменьшается толщина покрyтия при сохранении качества эксплуатационных характеристик), повышается производительность процесса за счет использования более высоких токов, обеспечивается высокая экологичность процесса.

Библиографический список

1. High-Pressure Polymorph of Iron / T. Takahashi [etc.] // Science. – 1964. – V. 145. – P.483.
2. Polymorphism of iron at high pressure / D. Bancroft [etc.] // J.Appl. Phys. – 1956. – V. 27, № 3. – P. 291.
3. Structure of shock and rarefaction waves in iron P.M.Gils [etc.] // J.Appl. Phys. – 1971. – V. 42, № 11. – P. 4290.
4. Polimorphism of shock loaded Fe-Mn and Fe-Ni alloys / T.R. Loree [etc.] // J.Appl.Phys. – 1966. – V. 37, № 4. – P. 1918.
5. Anomalies in elastic properties of single crystal silica iron at pressures up to 9 HPa and $\alpha \rightarrow \epsilon$ -phase transformation /F.F Voronov // Sol. St. phys. – 1999. – №.3. – P. 41.
6. Shock Waves in Polycrystalline Iron/ K. Kadau [etc.] // Phys. Rev. Lett. – 2007. – №2. – P. 98.
7. Anomalous hysteresis of high-pressur ϵ -phase in nanocrystalline Fe-Mn alloys obtained by the method of severe plastic deformation/ V.N. Varyukhin [etc.] // Phys. tech. of high pressures. – 2008. – V. 18, №4. – P. 51-59.
8. Shock Waves in Polycrystalline Iron / J. C. Jamieson, A. W. Lawson // J.Appl. Phys. – 2007. – V.33. – P. 776.
9. Особенности макро- и микроструктуры электрохимического сплава Fe-Ni-Cr / Жихарева И.Г. [и др.] //Вестник ТюмГУ. – 2014. – №5. Химия. – С. 161-169.
10. Оптимизация защитно-коррозионных свойств покрyтий сплавом Fe-Ni для нефтехимического оборудования / Жихарева И.Г. [и др.] // Научно-технический вестник Поволжья. – 2015. – №2. Физико-математические науки. Химическиенауки. Техническиенауки. – С. 36-40.

Пути энергосбережения в процессах переработки углеводородных газов

Михайлова А.Е., Таранова Л.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Высоким уровнем потребления топливно-энергетических ресурсов характеризуются процессы подготовки и переработки углеводородных газов. Это связано с энерготехнологическими установками, образующие сложную производственную цепочку, эффективность которой зависит от состава оборудования и режимов эксплуатации энергетического комплекса, объединяющего все внутрипроизводственные и внешние источники энергоресурсов. Это определяет актуальность вопросов энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятий данной направленности.

При решении задач энергосбережения нужно предусматривать комплексные подходы, включающие технологические, технические и организационно-управленческие решения с их реализацией как на этапе проектирования технологических объектов, так и при модернизации (реконструкции) действующих установок.

Мероприятия по энергосбережению на предприятиях отрасли можно отнести оптимизацию режимов работы технологических установок, увеличение использования вторичных топливно-энергетических ресурсов, максимальное использование рекуперации тепла [1].

В настоящей работе рассмотрены пути энергосбережения при переработке попутного нефтяного газа (ПНГ) на примере установки осушки (адсорбционная осушка) и низкотемпературной конденсации.

Установка предназначена для подготовки ПНГ и его разделения с выделением метана, этана и получением широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ).

Для определения ресурсов энергосбережения выполнен анализ структуры внутренних и внешних материальных и энергетических потоков с использованием системного подхода и пинч-анализа [2], позволяющего выявлять возможности рекуперации тепла и минимизации энергопотребления из внешних энергосистем.

Анализ структуры потоков показал следующее:

- При компримировании газа используется традиционная система его охлаждения после ступеней сжатия при помощи аппаратов воздушного охлаждения (АВО); с рассеиванием тепла в атмосферу (потери тепла).
- Процесс десорбции (регенерации сорбента) требует нагрева потока в трубчатой печи (до 280⁰С); при этом часть недоиспользованного тепла рассеивается в атмосферу с дымовыми газами (потери тепла).
- Наличие на установке неиспользуемых горячих потоков и потребность в нагреве потоков на стадии десорбции позволяет рассмотреть возможность использования тепла сжимаемого газа для предварительного нагрева потока перед печью, установив дополнительный теплообменник.

Учитывая температуры газа после сжатия ($150-180^{\circ}\text{C}$) можно предусмотреть нагрев потока в две стадии: в теплообменнике - до температуры порядка $150-160^{\circ}\text{C}$; последующий нагрев в печи – до 280°C .

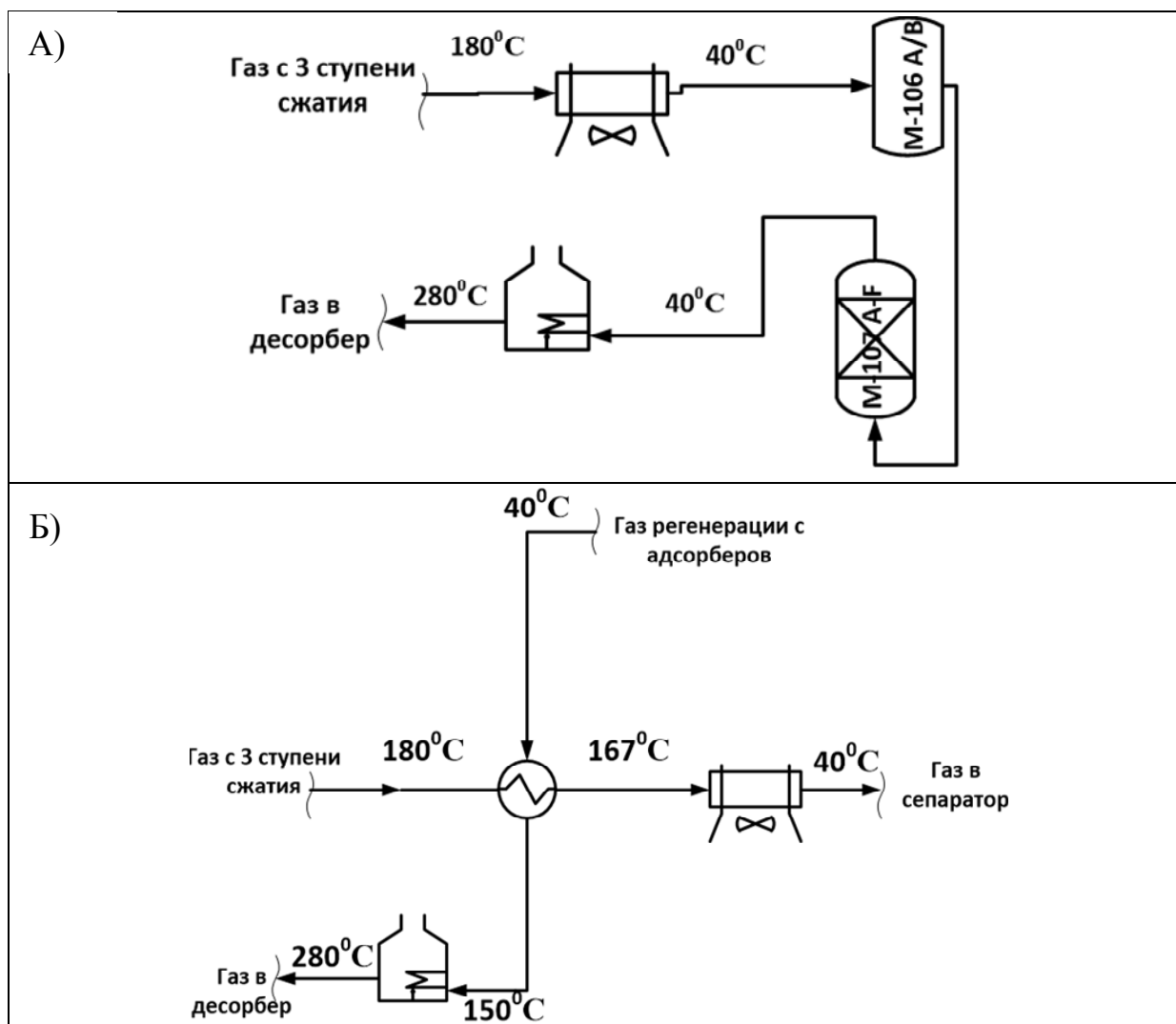


Рисунок 1. Технологическая схема (фрагмент) блоков компримирования и осушки:
А) исходная схема; Б) модернизированная

Для повышения энергоэффективности установки рассмотрены два варианта использования тепла сжимаемого газа после ступеней сжатия компрессора для нагрева газового потока при осушке газа (стадия регенерации сорбента).

В первом варианте рассмотрен случай использования в качестве теплоносителя части газа с третьей ступени сжатия с дальнейшей подачей в предлагаемый перед печью теплообменник. Во втором – предусмотрено использование всего объема газа, что позволяет также снизить выбросы тепла в атмосферу с горячим воздухом от АВО.

При выборе типа теплообменника учитывали параметры используемых потоков (температуры, давления) и их характеристики. Для реализа-

ции вносимых предложений возможно применение двух типов теплообменников: пластинчатых и кожухотрубчатых. Пластинчатые, по условиям теплообмена, наиболее эффективны и компактны; кожухотрубчатые полностью удовлетворяют диапазонам используемых параметров: высокие температуры и давления.

Результаты проведенных расчетов при использовании кожухотрубчатых теплообменников представлены в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение результатов расчета

Варианты	Q, Вт	G _{г.сж.} , кг/с	F, м ²	Результаты
1	2132094	7,04	1422	- 2 теплообменника с F=796 м ² - дополнительно АВО - снижение Q для печи на 46%
2		66	531	- 1 теплообменник с F=531 м ² - снижение Q для печи на 46% - снижение Q (потери тепла) для АВО на 9%

Таким образом, выполненный в работе анализ установки переработки ПНГ с использованием элементов системного подхода и пинч-анализа, позволил выявить ресурсы энергосбережения на установке и возможность рекуперации тепла собственных «горячих» потоков.

Библиографический список

1. Рыбкин, В. Оптимизация энергозатрат технологических процессов / В. Рыбкин, Жу Синь (Фрэнк), П. Шихан Брендан // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 8. – С. 80-84.
2. Коновалов, В. И. Современные аналитические подходы к энергосбережению. Интегрированный подход. Пинч-анализ. Луковичная модель / В. И. Коновалов, Т. Кудра, А. Н. Пахомов, А. Ю. Орлов // Вестник ТГТУ. – 2008. – Том 14. № 3. – С. 560-578.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. техн. наук, доцент.

Расчет циклона с внутренними элементами и анализ его эффективности

Никулин А.С., Круглов С.С.

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

В качестве исследуемого циклона был выбран циклон ЦН-15-600. По проектной документации [1] номинальная производительность 0,9 м³/с, что

соответствует скорости на входе 14,5 м/с, а по данным статьи [2], посвящённой исследованию циклона при пониженной производительности взята скорость 3,94 м/с, поэтому в данном исследовании скорость на входе была принята 3,94 м/с, т.к. исследуется модернизация уже установленных циклонов, работающих при пониженных скоростях. Состав газовой смеси, давление и температуру газа так же возьмем по статье [2]: рабочие давление газа 5,72 МПа, температура 8 °С. состав газовой смеси приведен в таблице 1.

Таблица 1

Состав газа

Компонент	Молярная доля в смеси
Метан	0,9864
Этан	0,0042
Пропан	0,0009
Бутан	0,0003
Пентан	0,0001
Азот	0,0077
Углекислый газ	0,0004
Сумма	1,0000

В ASPEN HYSYS были определены свойства смеси. В таблице 2 приведены свойства газа, требуемые для расчета.

По данным [1] примем насыпную плотность твердых частиц 2000 кг/м³. Диаметр частиц: 5, 15, 20 мкм.

После проведенных исследований было выявлено, что лучше всего показывает себя конус, обращенный меньшим диаметром вниз, установленный на входе в выхлопную трубу.

На рисунке 1а изображена 3D модель циклона без внутренних элементов, а на рисунке 1б изображена модель с внутренним элементом – конусом, обращенным меньшим диаметром вниз.

Граничные условия: полностью развитый поток на выходе со скоростью 3,94 м/с, давление окружающей среды на выходе 5,72 МПа. На рисунке 2 показаны граничные условия. По оси Z применена сила тяжести с ускорением равным 9,98 м/с².

Таблица 2

Состав газа

Наименование	Значение
Молярная масса, г/моль	16,25
Показатель адиабаты	1,097
Динамическая вязкость, Па·с	0,00001667
Удельная теплоемкость, Дж/кг·К	2607
Теплопроводность, Вт/м·К	0,04774

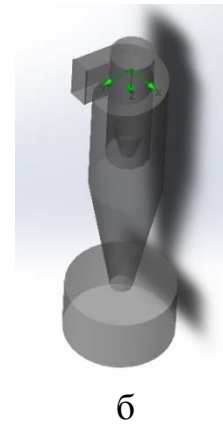
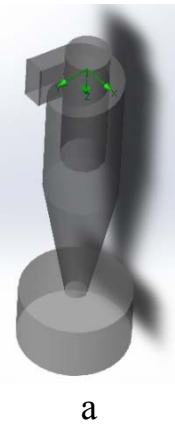


Рисунок 1. 3D модели циклона ЦН-15-600 без внутренних элементов (а), с конусом, обращенным меньшим диаметром вниз (б)

На рисунке 2 показаны траектории движения газа с нанесенными на них скоростями потока. На рисунке 3 приведены траектории движения частиц размером 20 мкм.

По результатам расчета была найдена эффективность очистки газа от мех. примесей с размером частиц 5, 15 и 20 мкм. В таблице 3 и 4 приведены сводные результаты расчета циклонов.

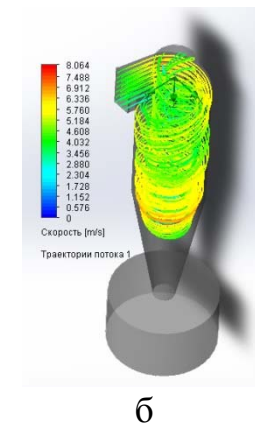
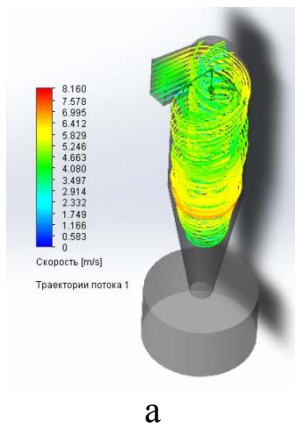


Рисунок 2. Траектории движения газа без внутренних элементов (а), с конусом, обращенным меньшим диаметром вниз (б)

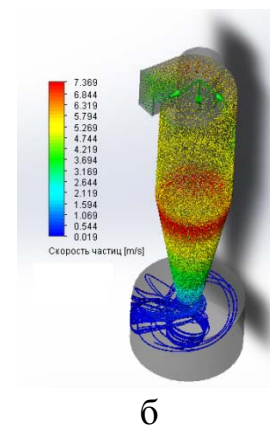
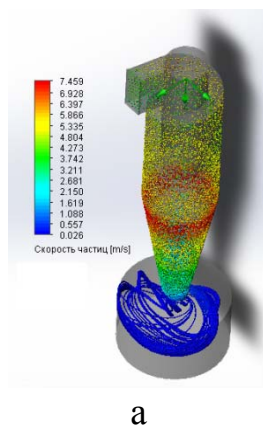


Рисунок 3. Траектории движения частиц 20 мкм без внутренних элементов (а), с конусом, обращенным меньшим диаметром вниз (б)

Таблица 3

Результаты расчета циклона без внутренних элементов

Размер частиц, мкм	Эффективность очистки, %	Перепад давлений, МПа
5	8	0,0013
15	16	
20	92	

Таблица 4

Результаты расчета циклона с установленным конусом

Размер частиц, мкм	Эффективность очистки, %	Перепад давлений, МПа
5	21	0,0017
15	100	
20	100	

В результате расчета было получено что, установив внутрь циклона конус, обращенный меньшим диаметром вниз, можно повысить эффективность очистки, но увеличится перепад давлений.

Библиографический список

1. ГП 628.01.000-21 РР2. Пылеуловитель / ЦКБН, 2007.
2. Алиев, Т. Т. Моделирование в среде ANSYS течения многокомпонентной газовой смеси через циклон ЦКБН пылеуловителя ГП-628 на участке очистки газа / Т. Т. Алиев, С. Н. Беляев, А. С. Галахарь // Известия вузов. Машиностроение. – 2014 – №10 – С. 25-30.

Научный руководитель: Круглов С.С., канд. техн. наук, доцент.

Искусственные методы фазового перехода в эpsilon-фазу железа

Окишоров Р.А., Денисенко Д.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с возрастающими требованиями современной нефтехимии и нефтехимии и нефтеперерабатывающей промышленности к защитно-механическим свойствам оборудования, становится актуальным получение для них материалов с новыми фазами. В последнее время самой изучаемой стала гексагональная плотноупакованная фаза (ГПУ) железа, которая придает ему уникальные свойства. Для внедрения эpsilon-фазы в производство требуется знание механизма её получения и управления им.

Существует утверждение, что феррит переходит в более плотную эписилон-фазу при высоких давлениях, поэтому данную фазу называют фазой высокого давления. Вопрос о диапазоне давлений является дискуссионным. Фазовое превращение альфа-эписилон железа, по мнению Черепанова и Добромыслова начинается при давлениях больших 13-14 ГПа [1,2]. По разным данным начало прямого превращения альфа-эписилон наблюдается в среднем при $p =$ от 8 до 15 ГПа, а общепринятым для перехода считается давление в диапазоне 11-11,5 ГПа [3]. Савина экспериментально показала данный переход при давлениях 12-20 ГПа [4].

Диапазоны давлений превращения из альфа в эписилон-железо были получены и расчетным методом D-U-диаграмм. В ходе проведенного теоретического расчета Черепанов и Закиров пришли к следующим выводам, касающихся эписилон-фазы: давления порядка 60 ГПа, характерные для скорости 1,4 км/с, достаточно близки к давлению 14 ГПа, при котором происходит переход феррита в эписилон-фазу при нормальных условиях. Как они предположили первый участок диаграммы (при 1,4 до 1,8 км/с), вероятнее всего характеризует эписилон-фазу железа, или малоизвестную бета-фазу железа, которую удалось получить в некоторых статических экспериментах с давлением порядка 50 ГПа. Данный участок они условно назвали эписитом. Также дополнительно они обнаружили две совершенно новые фазы железа при очень высоких давлениях порядка 990 ГПа и выше. Они предположили, что фазовый переход в ударной волне происходит в цепном порядке фазовых переходов альфа→эписилон (бета?)→ ξ (новая фаза железа, образующаяся при $p=990$ ГПа). В другом случае альфа→эписилон (бета?)→ ξ → η (новая фаза, полученная при $p=5800$ ГПа). Каждая из этих фаз существует только в определенном диапазоне давлений [1,2].

Общепринято считать, что превращение из альфа в эписилон фазу является мартенситным, как выяснили Т. Takahashi и W. Bassett [5,6]. При мартенситном превращении происходит закономерная перестройка кристаллической структуры в матрице исходной фазы (путем сдвига одной или нескольких атомных плоскостей на сравнительно короткие расстояния, меньшие, чем межатомные, без изменения состава, но с изменением кристаллической структуры). Эписилон фаза при мартенситном переходе получается в результате фазового перехода из альфа-железа в эписилон железо за счет высокого давления и формирования фазы ϵ -Fe в матрице решетки α -Fe.

Но также предполагается еще один механизм образования эписилон железа при высокоскоростной пластической деформации в условиях нагружения ударной волны – это атомно-кристаллографический механизм перестройки исходной альфа-фазы, в фазу высокого давления (эписилон-фазу). В основе этого механизма лежит объяснение о распространении локализованных волн смещения рядов атомов $\langle 111 \rangle$ ОЦК решетки. Общий характер перестройки атомов в плоскостях (нечетных и четных) представлен на рисунке 4. В процессе распространения такой локализованной волны смещения происходит перестройка ОЦК решетки в ГПУ [2].

Амплитуда давления на границе сходящейся ударной волны на поверхности шара была определенно больше давления, которое необходимо для фазового перехода α -фазы в ϵ -фазу, а с удалением от поверхности нагружения только возрастала. Следовательно, высокоскоростная пластическая деформация армко-железа проходила уже не в ОЦК структуре, а в структуре, обладающей ГПУ кристаллической решеткой, и формировалась скольжением. Поэтому в основе данного механизма деформации армко-железа в условиях его нагружения сферически сходящимися ударными волнами, является скольжение [2].

В заключение можно сделать следующий вывод: в зависимости от механизма фазового перехода существуют разные методы получения фазы. Но во всех случаях указывается, что ГПУ-фаза железа образуется только в результате фазового перехода, как прямого, так и обратного.

Библиографический список

1. Черепанов, Г. П. Уравнение состояния при высоких давлениях: метод D-U диаграмм [Текст] / Г. П. Черепанов, К. Р. Закиров // Физическая мезомеханика. – 2014. – №4. – С. 13-28.
2. Добромыслов, А. В. Высокоскоростная пластическая деформация армко-железа при нагружении сферически сходящимися ударными волнами и механизм образования ϵ -фазы [Текст] / А. В. Добромыслов, Н. И. Талуц, Е. А. Козлов // Физика экстремальных состояний вещества. – 2006. – С. 87-89.
3. Thomas, S Duffy Synchrotron facilities and the study of the Earth's deep interior, Rep. Prog. Phys. – 2005. – 68 – pp. 1811-1859.
4. Савина, О. В. Тэрмоэдс металлов при высоких давлениях: формирование метастабильных состояний [Текст] / О. В. Савина, И. В. Суханов // Вестник Удмуртского университета. – 2007. – №4. – С. 122-129.
5. Takahashi, T. High-Pressure Polymorph of Iron. / T. Takahashi, W. Basset. Science. V.145, 1964. – p. 483-486
6. Bassett, W. Mechanism of the body-centrid cubic-hexagonal close-packed phase transition in iron / W. Bassett, E. Huang. Science V.238. p. 780-785, 1987.

Научный руководитель: Жихарева И.Г., д-р хим. наук, профессор.

Совершенствование системы подготовки газа и газоконденсата на УППГ за счет применения системы НТК

Павлов А.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Добываемые на месторождениях природный газ и газовый конденсат содержат в своем составе неблагоприятные примеси, которые в дальней-

шем нарушают работу оборудования, используемого для переработки и транспортировки газа. Существуют определенные требования качества, предъявляемые товарному газу, которые основываются на фазовом состоянии транспортируемого товарного газа и антикоррозийности по отношению к трубопроводам и оборудованию. В настоящее время для подготовки товарного газа все газовые предприятия придерживаются СТО Газпром 089-2010 [1].

В составе природных газов и газоконденсатов содержатся некоторые количества механических примесей, углеводородного конденсата, кислых газов и паров воды. Все это приводит к усложнению транспортировки и дальнейшей переработки добываемого газа. Для подготовки газа на месторождениях используются установки первичной подготовки газа УППГ, которые базируются на трех основных принципах: абсорбция, адсорбция и низкотемпературная сепарация. Самым распространенным методом подготовки на УППГ северных месторождений является низкотемпературная сепарация, поскольку имеет низкие капитальные вложения за счет свободного перепада давлений на начальном этапе газодобычи. Однако по мере облегчения состава газа и повышения температуры происходит снижение эффективности процесса НТС [2].

Применение систем низкотемпературной конденсации НТК перед процессом сепарации позволяет повысить эффективность работы установки. За счет применения искусственного внешнего холода становится возможным поддерживать стабильную точку росы вне зависимости от окружающих условий и перепадов давления, а также добиваться более полного извлечения тяжелых углеводородов.

Библиографический список

1. Лapidус, А. Л. Газохимия: учебное пособие / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. – М.: ЦентрЛит-НефтеГаз, 2008. – 450 с.
2. Гриценко, А. И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко, В. А. Истомин, А. Н. Кульков. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1999. – 473 с.

Научный руководитель: Скворцова Е.Н., канд. техн. наук, доцент.

Снижение потерь бутадиена-1,3 установки ДБО-10 при экстрактивной ректификации бутадиена-сырца от ацетиленовых углеводородов

Панкцел С.Э., Глазунов А.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Цех ДБО-10 входит в состав производства «Бутадиен» ООО «СИБУР Тобольск» и предназначен для выделения и очистки бутадиена -1,3 из фракции С₄, полученной одностадийным дегидрированием бутана под вакуумом.

Бутадиен является продуктом широкого потребления, находящее применение в разных областях. Главным образом, бутадиен является сырьем для получения синтетических каучуков и АБС-пластика [1].

Одним из узлов установки является узел очистки бутадиена-сырца от ацетиленовых соединений методом экстрактивной ректификации, общая схема которой указана на рисунке 1.

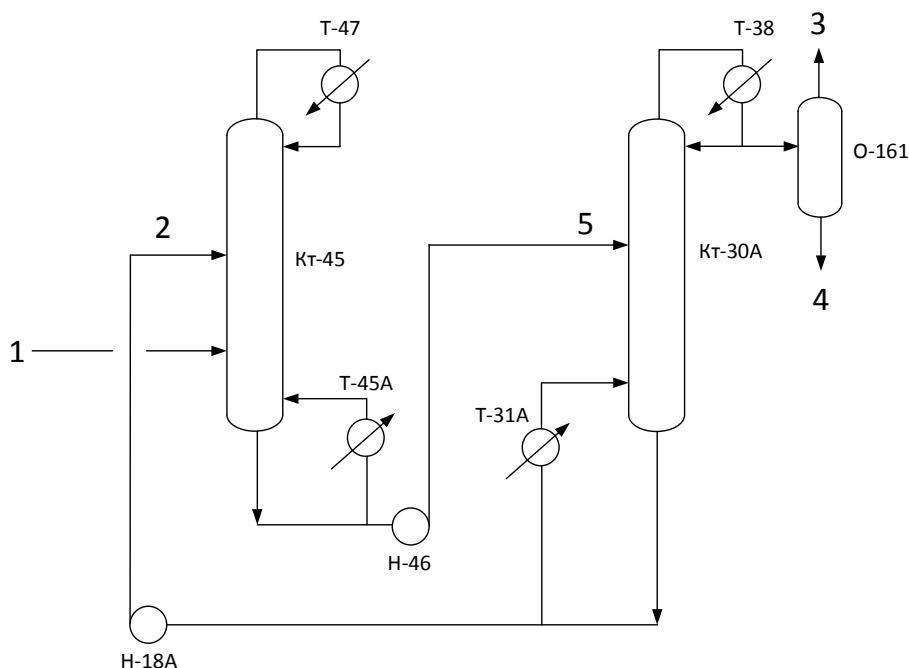


Рисунок 1. Общая схема установки экстрактивной ректификации

Кт-45 – колонна для экстрактивной ректификации, Кт-30А – колонна для регенерации разделяющего агента; Т-47, Т-38 – конденсаторы; Т-45А, Т-31А – испарители.

Потоки: 1 – бутадиен-сырец, 2 – ацетонитрил (разделяющий агент), 3 – сдувки ацетиленовой фракции на факел, 4 – ацетонитрил на дальнейшую регенерацию, 5 – смесь ацетонитрила с ацетиленовой фракцией.

Абсорбент ацетонитрил в Кт-45 поглощает из бутадиена-сырца ацетиленовые углеводороды и кубом уходит из колонны далее на десорбцию в колонну Кт-30А, в которой верхом уходят ацетиленовые углеводороды на факел, зайдя предварительно в О-161 для дополнительного улавливания ацетонитрила. Бутадиен-сырец, очищенный от ацетиленовых соединений, уходит верхом колонны Кт-45 для дальнейшей очистки [2].

По факту же, ацетонитрил в Кт-45 помимо ацетиленовых углеводородов также «цепляет» бутадиен-1,3 за счет полярности его связей. Таким образом, в сдувках мы имеем потери свыше 20% от состава, который поступает на факел[3].

Предлагается часть смеси углеводородов, которые поступают на факел с узла очистки от ацетиленовых углеводородов направить обратно в Кт-45 для снижения потерь целевого продукта, так как будет произведена дополнительная экстрактивная ректификация.

Библиографический список

1. Варгафтик, Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей [Текст]: справочник / Н. Б. Варгафтик. – М.: Физматгиз, 1963. – 708с.

2. Регламент цеха ДБО – 10. ОАО «Тобольского нефтехимического комбината».

3. Скобло, А. И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии [Текст]: учебник / А. И. Скобло, Ю. К. Молоканов, А. И. Владимиров, В. А. Щелкунов. – М.: Недра, 2000. – 663с.

Научный руководитель: Глазунов А.М., канд. техн. наук, доцент.

Тобольский нефтехимический кластер: новая формула интеграции и создания ценности

Рулинская М.А., Корюкова С.В., Кабанов А.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рассматриваемый в кейсе «Тобольский нефтехимический кластер: новая формула интеграции и создания ценности» производственный проект является наиболее масштабным проектом глубокой переработки побочных продуктов нефтегазодобычи Западной Сибири.

В ходе решения кейса был произведен анализ всех исходных данных, в ходе которого были обнаружено, что узким местом кластера может являться некорректная работа ЦГФУ, которая приведет к нарушению бесперебойной подачи сырья на установку пиролиза. Для решения данной проблемы необходимо произвести оптимизацию работы установки

На самой же установке пиролиза основная проблема – это образование кокса.

Существует несколько решений этой проблемы. К основным относятся следующие:

- Инициированный пиролиз;
- Каталитический пиролиз;
- Ввод ингибитора коксообразования.

При выборе первого варианта в качестве инициаторов используют водород и аллен. При использовании водорода повышается пожаро- и взрывоопасность, появляется необходимость замены компрессора пирогаза, так как один не обеспечит подачу газового потока.

Использование аллена чревато образованием полимерных пробок, забивающих каналы оборудования. Также следует отметить, что аллен наиболее активен при пиролизе бензина.

Использование катализаторов в процессе экономически невыгодно, так как помимо закупки дорогостоящих катализаторов, появляется необхо-

димось в строительстве установки полноценной регенерации катализатора, а также реконструкции змеевиков печи пиролиза.

Так как установка пиролиза построена на основе современной зарубежной технологии, то внедрение изменений по первым двум вариантам приведет к нарушению условий лицензирования, что пагубно повлияет на компанию, осуществляющую переработку.

Наиболее оптимальным вариантом в данном случае будет введение реагента, предотвращающего образования кокса. На основании литературных источников было подобрано наиболее подходящее вещество – дибутилоловооксид. Данный ингибитор не вызывает коррозии оборудования, является пожаро- и взрывобезопасным веществом, понижает температуру выжигания кокса, способствует снижению энергозатрат, требуемого количества подводимого тепла, приводит к уменьшению количества выбросов диоксида углерода.

Для обеспечения бесперебойной подачи сырья на процесс пиролиза было предложено установить дебутанизатор с целью уменьшения нагрузки на ЦГФУ. В этом случае сырье проходит деэтанализатор, и далее подается в дебутанизатор, образуя на выходе готовое сырьё для пиролиза, лишь частично затрагивая ГФУ. Предполагается работа аппарата на мощность около 50%, в случае останова ГФУ можно выводить оборудование на полноценный рабочий режим.

Таким образом, предложенные решения помогут повысить экономический эффект предприятия, а также избежать простоев установок, что ведет в свою очередь к снижению экономических потерь.

Библиографический список

1. Клементьев, А. И. Иницирование реакции пиролиза алленом / А. И. Клементьев, Р. З. Магарил // Нефть и газ. – 2013. – № 6. – С. 63-66.
2. Карпов, А. Б. Повышение энергоэффективности процесса пиролиза путем снижения коксообразования / А. Б. Карпов, Ф. Г. Жагфаров // Переработка нефти и газа. – 2015. – № 11. – С. 100-104.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. техн. наук, доцент

Применение компрессорного оборудования с целью повышения рационального использования попутного нефтяного газа

Сарычева Ю.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Компрессорному оборудованию поршневого типа уже более 200 лет, однако данные устройства широко применяются лишь последнее столетие.

Область их использования распространяется на объекты добычи, переработки и использования нефти и попутного нефтяного газа (ПНГ). [1]

Для повышения уровня полезного использования и обеспечение 100 % утилизации ПНГ, поступающего на поверхность при добыче нефти на Каменном месторождении, которое расположено в Октябрьском районе, ХМАО, предложено строительство жидкостно-кольцевого компрессора (ЖКК) на установке предварительного сброса воды (УПСВ) ДНС-1 месторождения «Каменный». Данное оборудование необходимо для компримирования низконапорного нефтяного попутного газа с концевой сепарационной установки (КСУ) и последующей подачей собранного ПНГ на газотурбинную электростанцию (ГТЭС).

Целесообразность выбора жидкостно-кольцевого компрессора (ЖКК) основана на соответствии его технологических характеристик параметрам технологического процесса компримирования ПНГ.

Параметры технологического процесса представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1

Параметры технологического процесса

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Объем газа к компримированию	Млн.м ³ /год	9,0
Давление газа в точке отбора	МПа (изб.)	0,005 – 0,05
Температура газа в точке отбора	°С	+20 - +30
Давление газа в точке сброса газа после компримирования	МПа (изб.)	0,4 – 0,6
Температура смеси на выходе из КУ	°С	+30 - +40
Давление воды в точке отбора воды	МПа (изб.)	0,2 – 0,3
Температура воды в точке отбора	°С	+20 - +30

Жидкостно-кольцевой компрессор, представленный на рисунке 1, состоит из корпуса, заполненного водой, и ротора с лопатками. Во время работы компрессора ротор с лопатками приводит в движение жидкость, которая под действием центробежных сил прижимается к стенкам статора, за счет чего образуется "кольцо". А так как корпус статора имеет овальную форму, то и жидкостное кольцо принимает положение эксцентриситично относительно ротора. А принцип сжатия в жидкостно-кольцевом компрессоре похож на принцип сжатия в роторно-пластинчатом компрессоре - между лопатками и кольцом жидкости образуются рабочие объемы, которые при вращении ротора уменьшаются. При уменьшении рабочих объемов повышается и давление газа [3].

Благодаря наличию жидкостного кольца процесс сжатия газа происходит с интенсивным теплообменом и близок к изотермическому, что позволяет откачивать и перекачивать легко разлагающиеся, полимеризующиеся, взрывоопасные газы, в том числе и ПНГ [4].

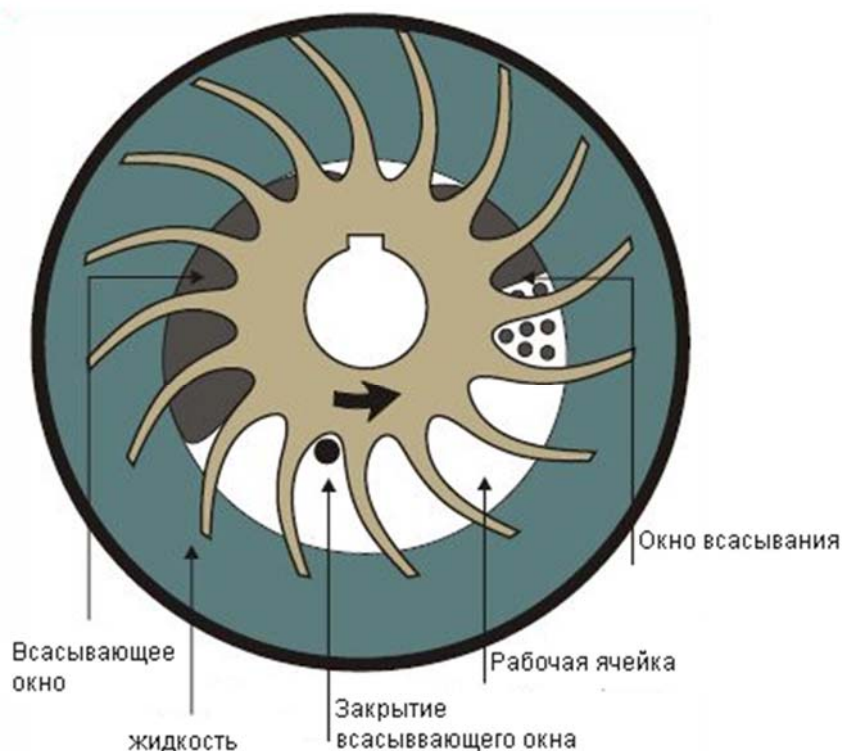


Рисунок 1. Жидкостно-кольцевой компрессор

С учетом ввода установки жидкостно-кольцевого компрессора технологическая схема УПСВ ДНС Каменный (рисунок 2) претерпит некоторые изменения, а именно: жидкость с кустов параллельно проходит два устройства предварительного отбора газа УПОГ-1 и УПОГ-2. Газ с УПОГ-1 поступает в газовый сепаратор, а нефть, в двухфазный сепаратор для дальнейшего разделения. Нефть с УПОГ-2 поступает в два параллельно работающих трехфазных сепаратора. Весь газ с первой ступени сепарации поступает на ГТЭС. Далее нефть еще содержащая газ поступает в печь, где нагревается до температуры 45 и поступает в утепленный трехфазный сепаратор, где часть газа идет в котельную, а часть идет на поддержание необходимого давления 1,5 кгс для поднятия нефтяной жидкости на КСУ. Газ с КСУ, ранее поступавший на факел, будет поступать на установку ЖКК для повышения давления и далее на ГТЭС [2].

На основании вышесказанного можно утверждать, что строительство жидкостно-кольцевого компрессора позволит достичь требуемых параметров компримирования низконапорного нефтяного попутного газа с концевой сепарационной установки (КСУ) и последующей подачей собранного ПНГ на газотурбинную электростанцию (ГТЭС), что повлечет за собой увеличение количества обслуживаемых электростанцией объектов добычи нефти и как следствие положительный экономический эффект для компании.

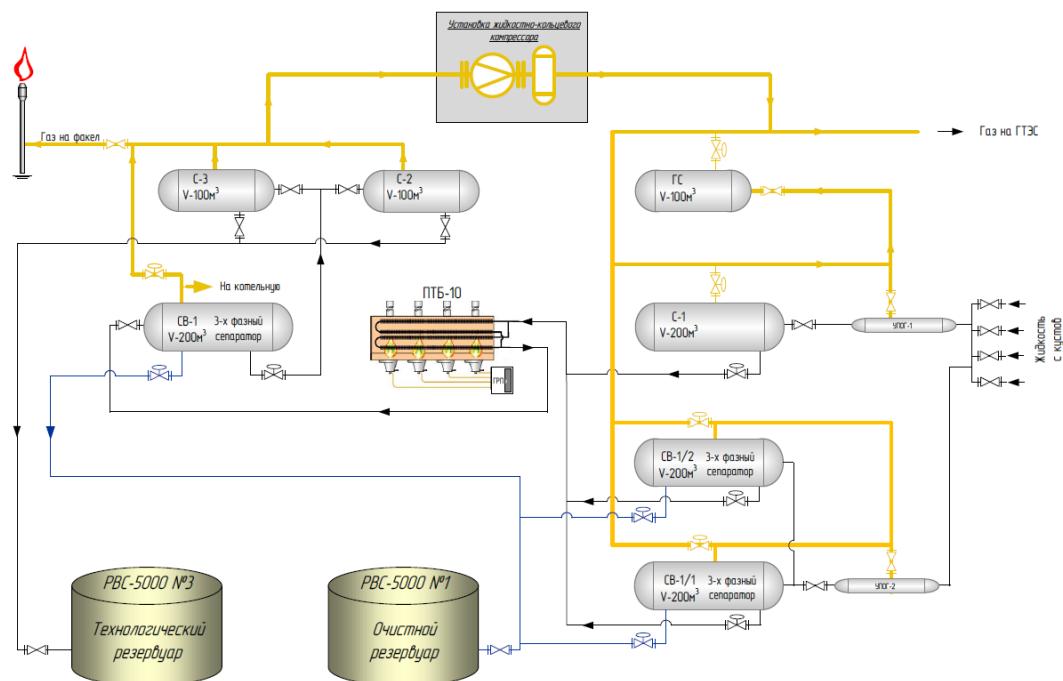


Рисунок 2. Технологическая схема

Библиографический список

1. Расчет компрессоров [электронный ресурс] // Подбор компрессионного оборудования – 2014. – Режим доступа: http://www.intech-gmbh.ru/compr_calculation_and_selection.php
2. Технологический регламент «Газотурбинная электростанция (ГТЭС) на Каменном (западная часть) лицензионном участке КНГМ мощностью 72 МВт», 2014.
3. Руководство по эксплуатации Жидкостно-кольцевого компрессора Garo модель АВ 1500 F, 2012.
4. Состав, свойства и переработка попутных газов нефтяных месторождений Западной Сибири: автореф. дис. д-ра техн. наук: 02.00.13 / А.В. Андрейкина; «НИИРеактив»– Уфа, 2005. – 22с.

Научный руководитель: Трушкова Л.В., канд. хим. наук, доцент.

Анализ работы установки суспензионной полимеризации пропилена Смаглюк Д.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Полипропилен (ПП) является одним из лидеров по масштабам производства наряду с полиэтиленом и полиэтилентерефталатом. По итогам

2017 года суммарный объем производства ПП в России вырос на 2% в сравнении с аналогичным показателем 2016 года и составил около 1,4 млн. тонн по данным СканПласт компании Маркет Репорт (рисунок 1). Наибольший прирост производства показали СИБУР Тобольск и Томск-нефтехим. Крупнейшим производителем полипропилена в России является СИБУР Тобольск. [1]



Рисунок 1. Производство полипропилена в России в 2016-2017 гг.

Быстрый рост производства ПП объясняется высоким спросом в различных отраслях промышленности и сельского хозяйства благодаря сочетанию ценных свойств и относительной дешевизне. Так, полипропилен нашёл широкое применение в авиационной, химической, текстильной, пищевой и легкой промышленности, в автомобилестроении, приборо- и судостроении, а также в медицине и в сельском хозяйстве.

Производство полипропилена стало развиваться в середине прошлого века благодаря работам немецкого и итальянского химиков Карла Циглера и Джулио Натта, связанных с исследованиями различных модификаций $TiCl_3$. На основе работ Д. Натта в 1957 г. итальянской фирмой Montecatini был реализован первый промышленный процесс получения полипропилена (ПП) с использованием $\delta-TiCl_3 + Al(C_2H_5)_2Cl$ в качестве каталитической системы. За разработку катализатора полимеризации Циглера-Натта ученые были удостоены Нобелевской премии в области химии в 1963 г.

Дальнейшее развитие производств ПП и появление новых семейств полимеров было тесно связано с дизайном новых типов каталитических систем и снижением энергоёмкости процессов.

Разработка новых более эффективных катализаторов третьего и четвертого поколения на основе тетраоксида титана и хлорида магния, содержащих электронодонорные соединения, решили возникающие ранее проблемы, связанные с низкой производительностью и стереоспецифичностью старой каталитической системы [2]. Титан-магниевые катализаторы (ТМК) позволили улучшить стереоспецифичность за счет высокой активности катализатора и упростить технологическую схему получения ПП за счет ис-

ключения стадии отмывки полимера. Также переход на новую каталитическую систему с использованием ТМК позволил существенно расширить выпускаемый ассортимент продукции, синтезировать полипропилен с высоким индексом расплава, благодаря чему стало возможным получение различных типов сополимеров с этиленом. Однако при внедрении безотмывочной технологии производства возник ряд проблем [3].

В настоящее время существуют три основных типа процесса полимеризации – в массе, суспензионный, в газовой фазе. По способу реализации полимеризация пропилена является суспензионным процессом.

Сущность процесса заключается в полимеризации пропилена либо сополимеризации в среде тяжелого углеводородного растворителя (гептан, гексан) при 55-80*С и давлении 0,6-1,0 мПа. В качестве каталитической системы используются как массивные катализаторы на основе $TiCl_3$ I-II поколения (алюмотермический, микросферический) с сокатализатором на основе алкилалюминий хлоридов, так и катализаторы IV поколения на основе нанесенных ТМК [4].

Существуют основные различия между суспензионными установками:

- применяемый растворитель (гексан или гептан);
- агент водно-спиртового разложения (метанол или бутанол);
- способ выделения атактического полипропилена (пленочные испарители или выпарные аппараты)
- Существенными недостатками суспензионных процессов, особенно с использованием катализаторов I- II поколений были:
 - большая энергоемкость процесса (в особенности регенерация растворителя и выделение атактического полипропилена);
 - пониженная (по сравнению с современными каталитическими системами) стереоспецифичность и, как следствие, большой выход нецелевого атактического полипропилена;
 - достаточно ограниченный ассортимент продукции, особенно сополимеров.

Появление и дальнейшее совершенствование нанесенных катализаторов IV поколения повысило энергоэффективность и снизило прямые производственные затраты суспензионных процессов.

Анализ показал, что суспензионные установки, как в России, так и зарубежом, использующие безотмывочную технологию производства полипропилена испытывают аналогичные проблемы, связанные с образованием микродисперсного изотактического полипропилена. Причиной образования таких отложений в оборудовании вероятнее всего выступает «высаживание» изотактических цепей полипропилена.

Библиографический список

1. Электронный ресурс <http://www.mrcplast.ru/>
2. Lie, B. P. Stereospecific Nature of Active Sites on $TiCl_4/MgCl_2$ Ziegler–Natta Catalyst in the Presence of an Internal Electron donor / B. P Lie., T.

Nitta, H. Nakatani // *Macromolecular Chemistry and Physics*. – 2003. – № 3. – P. 395-402.

3. Коваль, Е. О. Образование микродисперсного изотактического полипропилена в суспензионном процессе/ Е. О. Коваль, Е. М. Скворцевич, Э. А. Майер // *Пластические массы*. – 2011. – № 11. – С. 27–30

4. Майер, Э.А. Модернизация технологии производства полипропилена / Э. А.Майер, А. Р. Ионов, О. Л. Аркатов // *Пластические массы*. – 2011. – № 11. – С. 14–17.

Научный руководитель: Дерюгина О.П., канд. тех. наук, доцент

Оптимизация технологии разделения пирогаза установки пиролиза

Солошенко Н.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На установках пиролиза производят мономеры – этилен и пропилен, которые используются в качестве сырья для производства полипропилена и полиэтилена.

Этилен и пропилен получают путем высокотемпературного пиролиза этана и бензина с получением пирогаза. Целевые этилен, пропилен и побочные продукты (водород, метан, бутилен-бутадиеновая фракция, пропановая фракция, углеводороды C₅, смола пиролиза) из пирогаза получают методами низкотемпературной, средне- и высокотемпературной ректификации. Это основные продукты, которое служат сырьем для получения пластических масс.

Для проведения пиролиза с получением этилена и пропилена необходимо:

- быстрый подвод к сырью большого количества тепла;
- минимальное время контакта;
- быстрое охлаждения продуктов для предотвращения побочных реакций;
- исключение большого образования кокса на стенках оборудования.

Большое количество действующих установок пиролиза нуждаются в усовершенствовании. Пути повышения эффективности процесса:

- совершенствование аппаратуры колонны;
- увеличение производительности аппаратов с помощью их модернизации;
- внедрение новых технологических узлов;
- изменение свойств и состава сырья для разгрузки секции разделения продуктов.

На исследуемой установке пиролиза планируется увеличение производства полиэтилена до 280000 тонн в год, в следствии чего автоматически увеличивается расход мономеров. Колонна К-17 не выполняет свою расчетную производительность, что подтверждается многочисленными проверками оборудования.

Главным объектом исследования стал узел колонны К-17, используемый для разделения пропан-пропиленовой фракции.

Целью данной работы был выбор варианта увеличения производительности колонны К-17 на 15 тонн в час по пропилену, при содержании пропана в дистилляте не более 0,5 % масс., а также содержание пропилена в кубовом продукте не более 5 % масс.

Увеличение производительности колонны К-17 можно осуществить следующими методами:

- 1) Замена контактных устройств.
- 2) Установка параллельной колонны.
- 3) Нарращивание одной из секции колонны К-17.
- 4) Разбивка колонны К-17.

По итогам работы был выбран вариант установки параллельной колонны и замена контактных устройств. Данный вариант даёт возможность повышения производительности колонны по пропилену примерно до 66 тонн в час, что является существенным результатом оптимизации технологии.

Научный руководитель: Савченков А.Л., к.т.н., доцент.

Разработка технологии комбинированной переработки широкой бензиновой фракции с получением автобензина стандарта ЕВРО-5

Тамазян Д.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современные технологии мирового уровня, предполагает в ближайшее время массовое введение процессов таких как: изомеризация, гидроочистка, каталитический риформинг, гидродеароматизация и целого ряда новых процессов на цеолитсодержащих катализаторах нового поколения, так как на данный момент существующая структура нефтепереработки страны не позволяет выполнить требования регламента.

На сегодняшний день в России на нефтеперерабатывающих предприятиях вызывает сильную зависимость от современных поставок эффективных катализаторов зарубежными компаниями, которая представляет опасную угрозу для экономической безопасности. В связи с этим, более актуальной задачей на данный момент является разработка технологии комбинированной переработки широкой бензиновой фракции.

Производство бензинов становится все более сложным и ужесточенным и требует большое разнообразие технологических процессов [1]. Увеличиваются запросы на более высокоэффективную технологию изомеризации легких бензиновых фракции, которые состоят из парафинов C_5-C_6 большей частью линейного строения, на основании ее возможности понижать концентрацию бензола в бензине при его сохранении или же повышение октановых характеристик товарного бензина [2]. В связи с жесткими нормами к качеству автобензинов выдвигаются новые подходы к технологиям переработки широких бензиновых фракций.

Разделения широкой бензиновой фракции на сырьё большое распространение на НПЗ получили установки: изомеризации пентан-гексановой фракции и риформинг фракции 85-180 °С

Для того чтобы соответствовать новейшим требованиям по содержанию в товарных автобензинах бензола и ароматических углеводородов необходимо добавление большого количества высокооктановых неароматических автокомпонентов (метилтретбутиловый эфир, алкилат). Бензин производящиеся по данной технологии соответствуют стандартам ЕВРО-4 и ЕВРО-5. Но по причине регламентированного количества высокооктановых присадок, производство автобензинов по стандартам ЕВРО-4 и ЕВРО-5, как правило, не превышает 40...50% от всего ассортимента, а, в ряде случаев, значительно меньше. Путем ректификации и выделения бензольного концентрата возможно снизить концентрации бензола в риформате. Но такое решение требует дальнейшей переработки бензольной фракции, что приводит к дополнительным затратам и существенному снижению выхода целевого продукта.

Для того чтобы усовершенствовать технологии, ООО "НПП Нефтехим" предлагает включить в схему переработки широкой бензиновой фракции установку изомеризации гептановой фракции.

На предприятии ООО "НПП Нефтехим" согласно сведениям полученных результатов проведенных, можно прийти к выводу, что эффективность производства высокооктановых автобензинов по стандартам ЕВРО-4 и ЕВРО-5 существенно увеличится путём выделения из прямогонного бензина C_7 -фракции (70-105°С) и направления её не на риформинг, а на установку изомеризации C_7 -фракции.

Технология изомеризации C_7 -фракции получила название «Изомалк-4».

Изомалк-4 – это уникальный катализатор СИ-4, благодаря которому обеспечивается и гарантируется проведение селективного процесса изомеризации гептанов при температурах 160...200 °С. Катализатор не требует подачи дополнительных реагентов и обладает высокой стабильностью и устойчивостью к каталитическим ядам. Эта технология прошла опытно-промышленную проверку, которая не содержит аналогов в мире.

Технология изомеризации гептаной фракции «Изомалк-4» не требует специального лицензированного оборудования, не требует специальных

решений по подготовке сырья (подготовка сырья осуществляется на стандартном блоке гидроочистки) и может быть реализована как путём нового строительства, так и с модернизацией существующих мощностей полурегенеративного риформинга или изомеризации.

Предлагаемая технология с получением автобензина только путём компаундирования изомеризата пентан-гексаной фракции, изомеризата гептановой фракции и риформата фракции 105-180 °С позволит:

- 1) Нормировать содержание бензола менее 1 % об.
- 2) Снизить содержания ароматических до 35 % об.
- 3) Гарантировать эффективную работу катализатора изомеризации н.к.-70°С за счет снижения содержания углеводородов C₇₊ в сырье.
- 4) Увеличить межрегенерационное время работы катализатора, выход ОЧ на установке риформинга.
- 5) Увеличить выход товарных автобензинов за счёт более высокой селективности процесса изомеризации C₇ – фракции по сравнению с риформингом.

Отличительной особенностью ООО "НПП Нефтехим» в области изомеризации лёгких бензиновых фракций является технология изомеризации пентан-гексановой фракций «Изомалк-2». Особенностью этой технологии является использование катализатора СИ-2, обеспечивающего протекание процесса в термодинамической выгодной для изомеризации парафиновых углеводородов низкотемпературной области 120...180 °С и обладающего повышенной устойчивостью к действию каталитических ядов – воды, серы, азота.

Преимущества катализатора изомеризации СИ-2 следующие:

- 1) Изомеризующая активность значительно выше, чем у цеолитных катализаторов и не уступает по активности хлорированным катализаторам.
- 2) Устойчивость к действию каталитических ядов, способен восстанавливать свою активность даже после краткосрочных проскоков воды до 100 ppm и серы до 5 ppm.
- 3) Подача кислотных реагентов не требуется.
- 4) Выход целевого изомеризата составляет 97...99%.
- 5) Срок службы катализатора 10...12 лет.

С помощью рассматриваемой современной комплексной схеме по переработки широкой бензиновой фракции соответствующая требованиям ЕВРО-5 достигаются компаундированием только изокомпонентов и риформата, что позволяет значительно снизить затраты на приобретение высокооктановых неароматических автокомпонентов.

Библиографический список

1. Лазарев, И. С. Переход России к производству высокооктанового бензина европейского качества и логистические аспекты его перевозки / И. С. Лазарев, А. Н. Кабанов // Успехи в химии и химической технологии. – Том XXIX, 2015. – № 2. – С. 123-125.

2. Газаров, Р. А. Разработка новых катализаторов для получения экологически безопасных высокооктановых компонентов бензинов / Р. А. Газаров [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – С. 17-20.

Научный руководитель: Савченков А.Л., к.т.н., доцент.

Изучение состава продуктов кавитационной обработки газового конденсата

Таранов И.В., Таранова Л.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Использование кавитационных технологий является перспективным направлением в нефтепереработке для повышения глубины переработки нефти и получения качественных топлив с меньшими затратами и при более низких температурах и давлениях.

Экспериментальные исследования [1,2] показали, что применение технологий, основанных на эффектах кавитации, интенсифицирует процесс разрушения молекул парафиновых углеводородов; приводит к изменению физико-химического состава нефти; позволяет увеличивать выход легких фракций на нефтеперерабатывающих заводах на 5-10%; обеспечивает возможность снижения содержания серы в нефтяных остатках (в мазуте – от 2,5 до 1,5%) и др. Предлагается также использовать принцип кавитационного смешения для получения широкофракционных дизельных топлив непосредственно на объектах разработки газоконденсатных месторождений и получения экологически чистых топлив, в частности гидростабилизированного мазута.

В настоящей работе представлялось интересным изучение изменений состава и свойств нефтепродуктов, подвергнутых кавитационной обработке и определение групп углеводородов и индивидуальных соединений, в наибольшей степени подверженных изменениям в процессе обработки.

В качестве объекта исследования использовали газовый конденсат, подвергнутый кавитационной обработке в различных режимах. В работе изучали изменение физико-химических свойств, фракционного, группового и индивидуального углеводородного состава продуктов кавитационной обработки, используя физико-химические методы анализа и метод капиллярной газовой хроматографии на хроматографе «Хроматэк Кристалл 5000-2» с программным обеспечением «Хроматэк-аналитик».

Изменение состава продуктов кавитационной обработки изучали по данным хроматографического исследования, анализируя изменения в составе образцов по каждому фиксируемому показателю (десятки показате-

лей), выделяя фракции и отдельные группы углеводородов (УВ), количество которых меняется в процессе обработки.

Результаты обработки первичного фактического материала представлены в обобщенных таблицах 1,2.

Таблица 1

Изменение количества фракций в образцах

фракция	исх. образец	№1	№2	№3	№4	итоговый результат
		15 мин	20 мин	30 мин	60 мин	
до 40 ⁰ С	1,253	1,287	1,305	1,271	1,277	↑ на 4,2%
40-180 ⁰ С (бензиновая фракция)	14,166	14,245	14,245	14,315	14,257	↑ на 1,2%
180-240 ⁰ С (керосиновая)	38,897	36,939	36,967	38,535	38,499	↓ на 5,3%
240-350 ⁰ С (диз.топливо)	43,183	45,092	44,998	43,255	43,357	колебания

Таблица 2

Изменение группового состава и количества н-алканов в образцах

групповой состав	исх. образец	№1 (15 мин)	№2 (20 мин)	№3 (30 мин)	№4 (60 мин)	итоговый результат
С ₇ -С ₉	9,116	9,395	9,206	9,288	9,279	↑ на 3,1%
в т.ч. С ₇	4,274	4,401	4,421	4,335	3,348	↑ на 3,5%
в т.ч.н-С ₈	0,452	0,465	0,463	0,460	0,459	↑ на 2,9
С ₁₀ -С ₁₆	71,736	71,431	72,165	71,919	71,310	↓ на 0,6%
С ₁₇ +	19,052	19,168	18,436	18,752	19,370	↓ на 3,3
в т.ч. С ₁₇	6,659	5,208	4,678	4,621	5,233	↓ на 30,7%
в т.ч. н-С ₂₀ -С ₂₃	0,406	0,309	-	0,429	0,353	↓ на 24,0%

Результаты исследований изменения состава испытуемых образцов показали следующее:

– Фракционный состав: в процессе обработки увеличивается количество легких углеводородов и бензиновой фракции на 4,2% и 1,2% соответственно; уменьшается количество керосиновой фракции (на 5,3%); максимальные изменения наблюдаются при продолжительности обработки в интервале 15-30 мин;

– Групповой состав: увеличивается количество УВ состава С₇-С₉ – на 3,1% (максимальные изменения – 3,5% для УВ состава С₇); снижается количество УВ состава С₁₀-С₁₆ и С₁₇⁺ соответственно на 0,6 и 3,3%. При этом максимальные изменения зафиксированы для УВ состава С₁₇ – снижение на 30%, т.е. углеводороды этого состава наиболее подвержены деструкции при использованных параметрах обработки;

– Индивидуальный углеводородный состав: увеличение количества н-алканов состава C_7 - C_9 на 2,2%; с наибольшими изменениями для октана (н- C_8) – 2,9%. Для твердых парафинов (C_{17} и выше) отмечено снижение их содержания с увеличением продолжительности обработки. Наибольшие изменения зафиксированы для н-алканов состава C_{20} - C_{23} , количество которых снижается на 24% при продолжительности обработки 15 мин. Однако их содержание в исходном продукте невелико (на уровне долей %) и их деструкция мало влияет на изменение состава образцов.

Обнаруженные эффекты свидетельствуют о том, что происходит деструкция УВ с разрывом С-С связи в алканах и отрыв или разрыв алифатических заместителей циклических соединений А энергии, генерируемой в процессе воздействия достаточно для разрыва связей в отмеченных выше группах УВ – н- C_{20} - C_{23} и УВ состава C_{17} . Разрыв С-С связей в углеводородах различных групп происходит с учетом общих закономерностей, что создает возможности направленной реализации процесса путем генерирования нужного энергетического воздействия.

При обработке нефти следует ожидать более высоких эффектов, учитывая, что содержание углеводородов, подверженных наибольшей деструкции, в нефтях существенно выше по сравнению с исследованным газовым конденсатом. Но потребуются оптимизации параметров обработки.

Обобщая результаты экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы:

– Показано, что обработка образцов приводит к увеличению выхода легких, в т.ч. и бензиновых фракций (в сумме более 5%) за счет деструкции УВ, входящих в состав более высококипящих фракций.

– Выявлены УВ в наибольшей степени подверженные деструкции с разрывом С-С связи. В условиях обработки – это группа УВ состава C_{17} и н-алканы состава C_{20} - C_{23} , количество которых снижается на 25-30%.

Библиографический список

1. Промтов, М. А. Перспективы применения кавитационных технологий для интенсификации химико-технологических процессов / М. А. Промтов // Вестник ТГТУ. – 2008. – т.14, №4. – С. 861-869.

2. Промтов, М. А. Кавитационные технологии улучшения качества углеводородных топлив / М. А. Промтов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2008. – №2. – С. 6-8.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. техн. наук, доцент

Расчёт оборудования установки каталитического риформинга

Шалапов В.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Каталитический риформинг предназначен для производства высокооктанового базового компонента автомобильных бензинов. В результате процесса получают и водородсодержащий газ, используемый далее в процессах гидроочистки топлив, масляных и других фракций, а также на установках гидрокрекинга.

Грамотный расчёт оборудования на комбинированной установке широкой фракции и каталитического риформинга обеспечивает надёжную работу, а также высокое качество стабильного катализата и другой продукции.

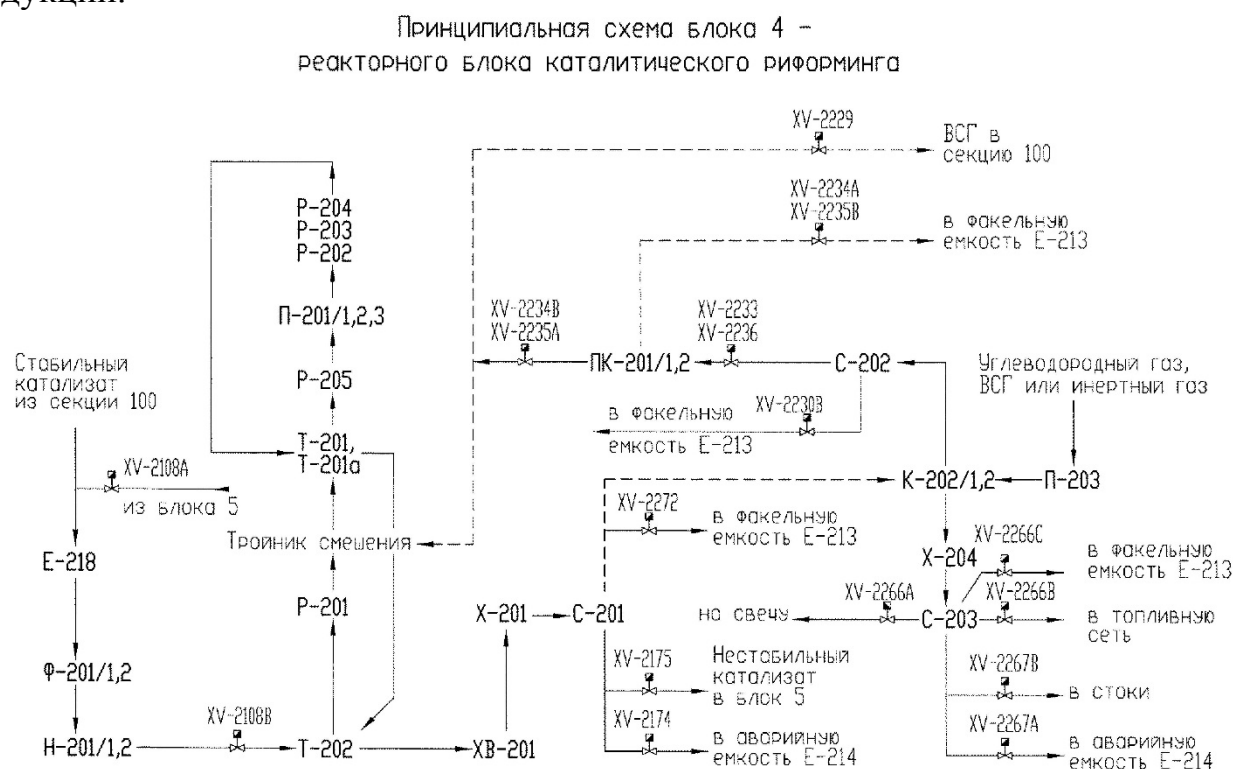


Рисунок 1. Блок каталитического риформинга

При улучшении или замене сепаратора С-201 можно получить на выходе более качественное разделение нестабильного катализата и моноэтаноламина.

Тенденции развития конструкций нефтегазовых сепараторов

Щелконогов В.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефтегазовые сепараторы – аппараты для разделения на газовую и жидкую фазы добываемой из скважин продукции. Сепараторы являются незаменимым элементом любой технологической схемы промышленной подготовки нефти и газа на месторождениях, и кроме этого используются при переработке нефти, газа и газового конденсата.

Сепараторы можно классифицировать в зависимости от их функциональных и конструктивных особенностей (рисунок 1) [1].

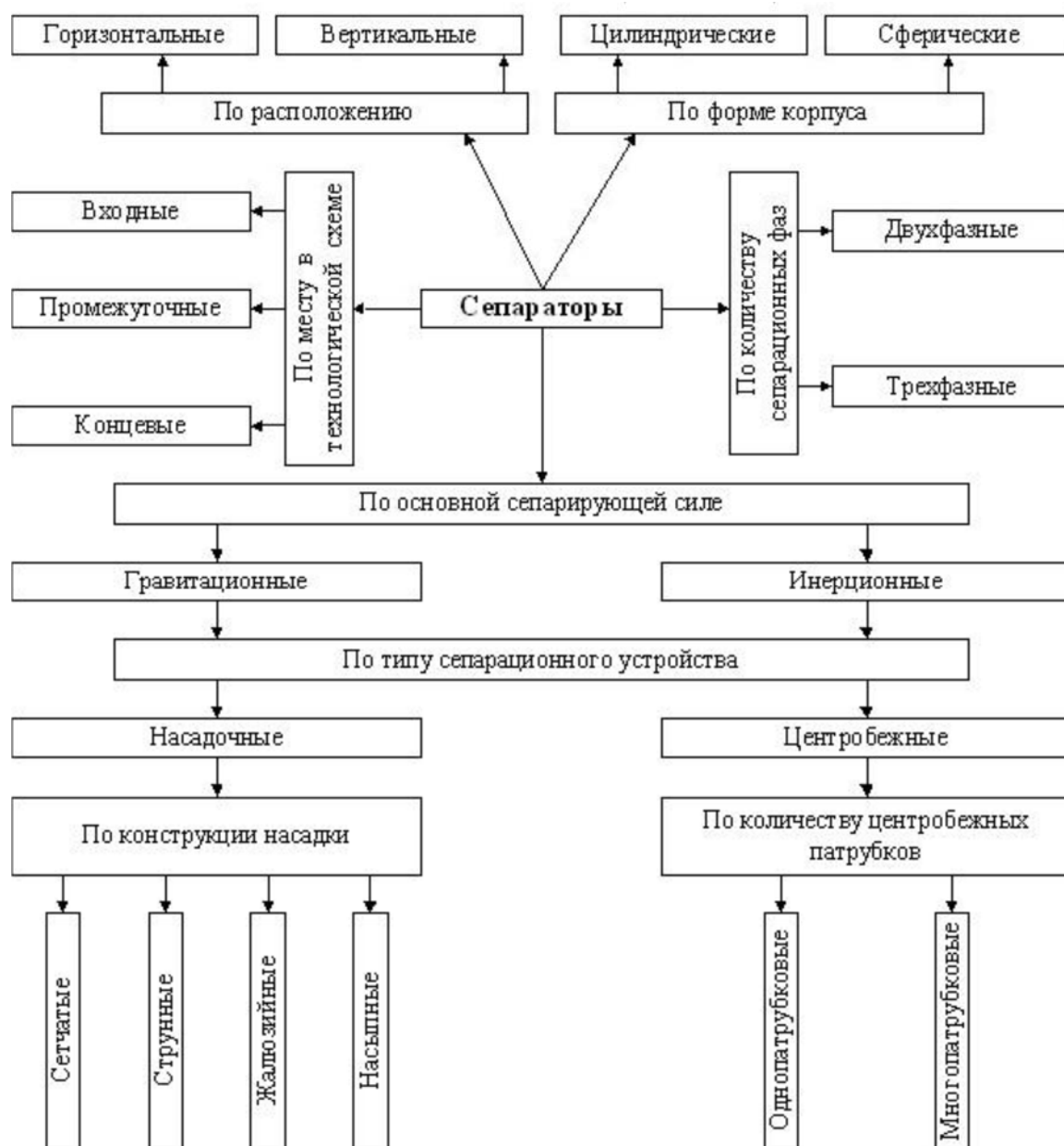


Рисунок 1. Классификация нефтегазовых сепараторов по конструктивным и функциональным признакам

Вертикальные сепараторы применяются, как правило, во время обустройства нефтяных месторождений с малодобитными скважинами, при большом содержании в продукции скважин парафина и песка. Их также используют на морских месторождениях. Они требуют малой площади для своего размещения.

Пропускная способность горизонтальных сепараторов при одинаковых геометрических размерах выше, чем вертикальных. Благодаря этому достигается лучшее качество сепарации, они проще в обслуживании, вследствие чего распространены больше вертикальных. Из недостатков горизонтальных сепараторов можно выделить плохой отвод осевших в нижней части твердых механических примесей, а также большую занимаемую площадь.

Для повышения производительности и улучшения отделения газа при его малом количестве целесообразнее использовать вертикальные сепараторы. Однако при высоком насыщении нефти газами требуется применять горизонтальный сепаратор.

Сферические сепараторы отличаются хорошим разделением нефтяной смеси при малом количестве жидкости в составе нефти. Они имеют малую массу при одинаковом с цилиндрическими сепараторами диаметре. По занимаемой площади сферические сепараторы сравнимы с вертикальными [2].

Основой процесса гравитационных сепараторов является гравитационное разделение, при котором более легкие газы поднимаются в верхнюю часть аппарата, а тяжелые жидкости опускаются на дно. Интенсивность процесса зависит от рабочего давления, времени цикла и типа рабочей среды. Турбулентный режим движения смеси предпочтительнее, процесс образования пузырей ускоряет разделение. Этот вид сепарирования является основным при использовании на месторождении. Размеры попадающих в сепаратор капель невелики, и для их продуктивного удаления с помощью силы тяжести необходимо продолжительное время. Поэтому применяются сепараторы с большими размерами.

Принцип разделения в инерционных сепараторах основан на различии сил инерции частиц разных веществ в сепарируемой эмульсии. Частицы тяжелее газа прижимаются к стенке сепаратора и стекают в его нижнюю часть.

Обезвоживание нефтеводяной эмульсии в центробежных сепараторах происходит за счет применения центробежной силы. Центробежные сепараторы обладают очень высокой эффективностью, поэтому их применяют на входе для первичной очистки газа, особенно если в газе содержится много механических примесей.

Эффективность насадочных сепараторов зависит чаще всего от конструкции насадки и ее расположения в корпусе сепаратора. Благодаря большой поверхности контакта сепарирующих элементов с потоком газа и жидкости обеспечивается отделение капель жидкости диаметром не менее 3 – 5 мкм для сеток и 10 – 20 мкм для жалюзи [3].

Сетчатые сепараторы предназначены для разделения добываемой на нефтяных месторождениях эмульсии на природный газ и нефть, а также

применяются для очистки попутного газа от нефтяного и водяного конденсатов, удаления пыли, снижения концентрации взвешенных частиц природного происхождения и частичного удаления газообразных примесей.

Очистка газа от взвешенной нефти в жалюзийных сепараторах выше, чем в гравитационных. Жалюзийная насадка, закрепленная на выходе такого сепаратора, удаляет значительную часть капель нефти, не осевших под действием гравитационной силы [4].

У каждого из перечисленных сепараторов в зависимости от условий его эксплуатации и конструкции есть свои преимущества и недостатки. Выбор необходимой конструкции зависит от специфических условий работы и дополнительных требований, предъявляемых к ней. Поэтому, чтобы отдать предпочтение какой-либо конструкции, следует учесть весь комплекс вопросов, который может возникнуть при проектировании, изготовлении и эксплуатации сепаратора [2].

Библиографический список

1. Ушева, Н. В. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. пособие / Н. В. Ушева, Е. В. Бешагина, О. Е. Мойзес, Е. А. Кузьменко, А. А. Гавриков // Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – С. 16.

2. Гриценко, А. И. Физические методы переработки и использования газа: учеб. пособие / А. И. Гриценко, И. А. Александров, И. А. Галанин. – М.: Недра, 1981. – С. 15-16.

3. Синайский, Э. Г. Сепарация многофазных многокомпонентных систем / Э. Г. Синайский, Е. Я. Лапига, Ю. В. Зайцев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – С. 16.

4. Белоусов, В. Д. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В. Д. Белоусов. – М.: Недра, 1978. – С. 67.

Научный руководитель: Пивень В.В., доктор технических наук, профессор кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», ИГиН, ФГБОУ ВО ТИУ.

Способы решения вопросов энергосбережения и энергоэффективности трубчатых печей

Якупова С.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На многих предприятиях присутствует важный вопрос, связанный с энергетическими потерями за счет недостаточного использования теплоты

в технологических процессах. В том числе, теплота самого газа, нагретого в процессе того или иного производства, либо она используется не эффективно, либо не используется вообще, и нагретый в итоге газ выбрасывается в атмосферу. Это приводит к большим энергетическим потерям в объемах предприятия, страны, а также определяет различные проблемы экологического характера. [1]

Основными причинами потерь энергии в трубчатых печах являются:

- работа печей с повышенными коэффициентами расхода воздуха на горение;
- отсутствие утилизации теплоты уходящих газов (высокой температуры).

В результате, в нагревательных печах с уходящими дымовыми газами теряется около 60-65% располагаемой теплоты. Потери теплоты в окружающую среду при отсутствии изоляции обычно составляют 5-8%.

Эксплуатационные неизбежные потери топлива представляют собой те потери теплоты топлива, понижение которых при современном развитии техники нецелесообразно с технической и экономической точек зрения. В качестве условий, характеризующих границы эксплуатационно-неизбежных потерь, принимаются следующие:

- значение расхода воздуха в уходящих газах (с учетом возможных проникновений в печи) 1,15;
- температура уходящих газов, исключая сернокислотную коррозию хвостовых поверхностей теплоизоляционных устройств при работе на жидком топливе в пределах 160 °С;
- доля топлива, расходуемого на возмещение тепловых потерь в окружающую среду от наружных поверхностей ограждений печей (с учетом относительно высоких значений отношений объемов печей к площадям их наружных ограждений) – 1,0% от потребленного топлива. [1,2]

Можно выделить четыре основных направления энергосбережения в трубчатых печах нефтеперерабатывающей промышленности:

1) Технологическое энергосбережение:

- замена устаревших энергозатратных технологических печей современными, энергоэффективными оборудованиями;
- обеспечить возврат части теплоты дымовых газов в печь путем предварительного подогрева за счет части теплоты дымовых газов;

2) Теплотехническое энергосбережение:

- увеличить КПД печей за счет оптимизации режимов сжигания топлива, усовершенствование подогреваемых устройств, нанесения специальных покрытий на футеровку печи, позволяющих интенсифицировать теплообмен;
- использование теплоты уходящих газов для подогрева воздуха и выработки пара на собственные нужды предприятия;

– рекуперация теплоты (позволит сэкономить до 30-40% потребляемой энергии);

3) Энергетическое энергосбережение:

– комбинированная генерация электроэнергии и тепла на НПЗ путем усовершенствования технологических печей газотурбинными установками;

4) Организационно-технические мероприятия:

– автоматизированное управление процессом сжигания топлива в печах;

– точное соблюдение инструкций по эксплуатации печных агрегатов, слаженный лабораторный контроль состава получаемых продуктов.

Библиографический список

1. Гусовский, В. П. Современные нагревательные и термические печи (конструкции и технические характеристики) // М. Г. Ладыгичев, А. Б. Усачев // Справочник под редакцией А.Б. Усачёва – Москва: Теплотехник, 2007. – 656 с.

2. Ключников А. Д. Высокотемпературные технологические процессы и установки // И. И. Перелётов, Л. А. Бровкин, Ю. И. Розенгарт, Н. И. Иванов, А. П. Шурыгин, В. В. Чичков, А. Д. Ключников, А. М. Кулаков, Е. А. Чуланов, С. С. Сахаров, И. П. Морозов // Под редакцией А. Д. Ключников. – Москва: Энергофотмиздат, 1989. – 336 с.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. техн. наук, доцент.

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

Интерпретации гидродинамических исследований на примере сеноманской скважины Восточно-Таркосалинского месторождения

Айваседо М.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В период с 05 по 08 сентября 2014 года на скважине № 16П провели гидродинамическое исследование. После шаблонирования поинтервально спустили манометр до глубины 500м. Провели исследование по методу установившейся фильтрации на пяти режимах продолжительностью отработки по 4-4,5 часа с диаметрами шайб от 14 до 22мм. После первого и третьего режимов скважина работала в шлейф. Затем последовало КВД длительностью 18 часов и поинтервальный подъем прибора. Общий обзор исследования совместно с решением представлен на рисунке 1. [1]

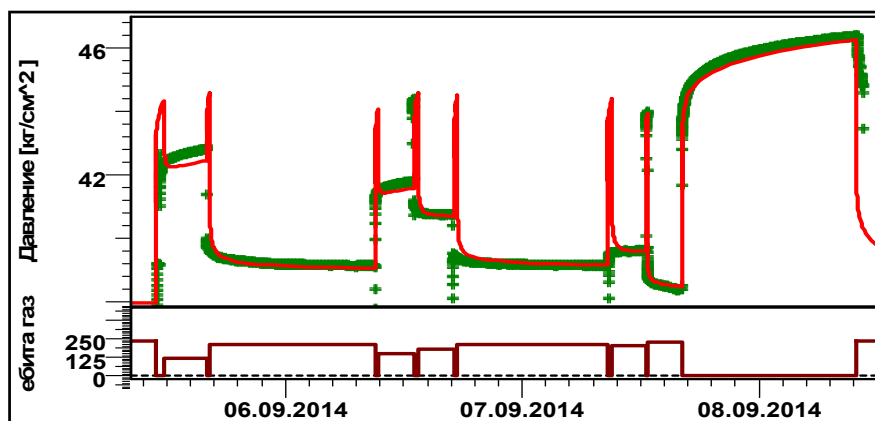


Рисунок 1. Обзорный график исследования скважины №16П

Ниже (рисунок 2) представлен диагностический график цикла КВД.

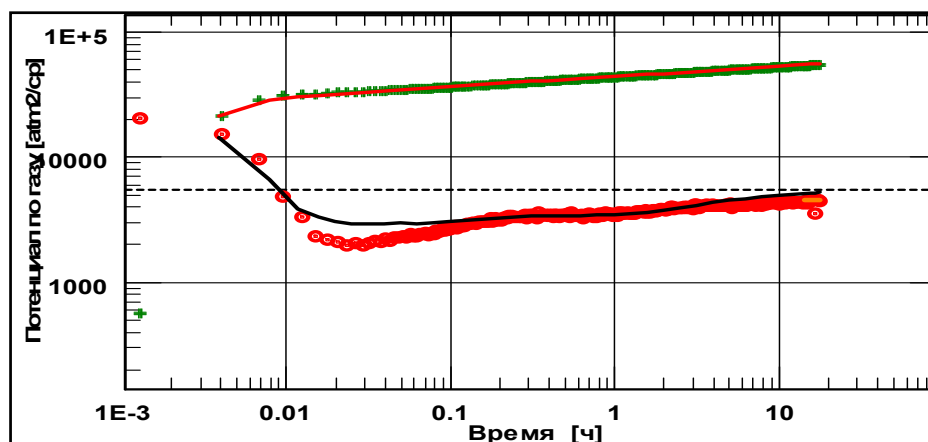


Рисунок 2. График Log-Log анализа КВД скважины №16П

Скважина оборудована щелевым фильтром длиной 104м. Билогарифмический график характерен для горизонтальной скважины. Явно выраженного участка поздней радиальной фильтрации не наблюдается. ФЕС пласта определены, исходя из учета наилучшей сходимости графика изменения забойного давления, учитывая распределение проницаемости на данном участке пласта, а также максимально возможной длины горизонтального участка. Рассчитаны интегральный скин и его составляющие. Определено статическое пластовое давление при радиусе исследования 142м и пластовое давление для радиуса исследования 500м. Результаты интерпретации приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты интерпретации КВД скважины №16П

Прон-ть, мД	kh, мД·м	Полный скин.	Геом-й скин	Мех-й скин	dS/dQ	Риссл, м	Р _{пл} на гл ман., кгс/см ²	Р _{пл} на гл привед кгс/см ² (1231м)
38,3	843	-1,9	-3,68	0	0,0078	142	47,6	50,03

Скважина исследована на стационарных режимах фильтрации, на шайбах 14, 16, 18, 20, 22 мм (таблица 2). Здесь параметры Тзаб и Рзаб показаны на глубине замера.

Таблица 2

Режимы исследования скважины №16П

№ реж.	Диаметр шайбы (ДИКТ)	t работы	Давление кгс/см ²				Температура °С			Скорость газа у башмака НКТ, м ² /с	Qсм,
			Ргр (эл.ман ометр)	Рзгр (эл.ман ометр)	Рдикт (ДИКТ)	Рзаб	Т устья	Тдикт	Тзаб		
	мм	мин	кгс/см2	кгс/см2	кгс/см2	кгс/см2	град	град	град	тыс м3/сут	тыс м3/сут
1	14	280	40.6	42.05	40.25	43.84	25.0	24.0	33.94	5.0	120.6
2	16	240	39.19	41.34	38.64	42.81	25.0	24.0	34.48	6.4	149.7
3	18	235	37.54	40.62	36.71	41.78	24.0	23.0	34.83	7.8	178.7
3	20	240	35.8	39.82	34.7	40.63	24.0	23.0	35.01	9.3	206.6
4	22	260	33.77	39	32.31	39.43	24.0	23.0	35.1	10.7	230.9

По результатам исследований построена индикаторная кривая (рисунок 3) определены коэффициенты фильтрационных сопротивлений $a=2.48(\text{кгс/см}^2)^2/\text{тыс.м}^3/\text{сут}$ и $b=0,0023(\text{кгс/см}^2/\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2$, абсолютный свободный дебита газа $Q_{\text{абс.св}}=590\text{тыс.м}^3/\text{сут}$.

При спуске и подъеме манометра были выполнены поинтервальные замеры давления и температуры. На основе этих замеров рассчитана плотность флюида в остановленной скважине (таблица 3).

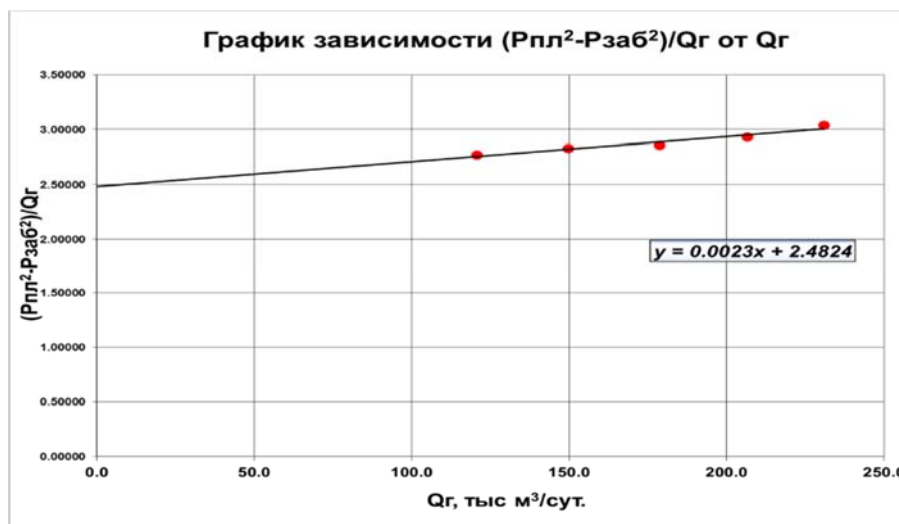


Рисунок 3. Индикаторная диаграмма скважины №16П

Таблица 3

Результаты поинтервальных замеров скв №16П (при подъеме)

Глубина по стволу, м	Верт. Глубина, м	Давление, кгс/см ²	Температура, °С	Дельта Н	Градиент давления, кгс/см ² /100 м	Градиент температуры, °С/100м	Плотность газа, г/см ³
500	500.00	46.370	24.880	200.00	0.0065	0.0135	0.03250
300	300.00	45.720	23.530	100.00	0.0034	0.0183	0.03400
200	200.00	45.380	21.700	100.00	0.0023	0.0805	0.02300
100	100.00	45.150	13.650	95.00	0.0031	0.0253	0.03263
5	5.00	44.840	11.120	5.00			

Выполнено качественное исследование, совмещение практических и теоретических данных по модели неограниченного пласта хорошее. Фильтрационно-емкостные свойства пласта и пластовое давление определены с высокой степенью точности. По ГазДИ построена индикаторная диаграмма, определены коэффициенты фильтрационного сопротивления и абсолютно свободный дебит газа. [2]

Библиографический список

1. «Авторский надзор за реализацией проектных решений «Проекта разработки Восточно-Таркосалинского месторождения» (ООО «Тюмен-НИИГипрогаз»), протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО № 44-08 от 16.12.2008 г.
2. Айваседо, М. А. Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин на примере Сенманской скважины Восточно - Таркосалинского месторождения / М. А. Айваседо, В. П. Береговой // АМИ. – 2017. – С. 10-14.

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

Программа исследований для определения оптимального давления нагнетания воды в пласт не приводящего к самопроизвольному разрыву пласта

Багаев У.А., Рагимов С.И., Коростелев В.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При закачке в пласт жидкости при забойных давлениях выше давления разрыва на забое нагнетательных скважин могут образовываться искусственные сквозные трещины, что приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин. Во избежание образования таких трещин необходимо рассчитать оптимальное давление нагнетания воды в пласт. Технология исследования следующая: снятие индикаторной диаграммы, начиная с минимального режима. Количество режимов не менее пяти: три режима ниже предполагаемого давления разрыва пласта и не менее двух режимов выше предполагаемого давления разрыва пласта. При этом на каждом режиме снимается профиль приемистости, замеряется, устьевое и забойное давление. По результатам исследования строится график ИД (рисунок 1) и зависимость между коэффициентом действующей толщины (КДТ) давлением нагнетания (рисунок 2). На минимальном и максимальном режиме снимается кривая падения давления. Исследования рекомендуется провести на скважинах, приведенных в таблице (таблица 1).

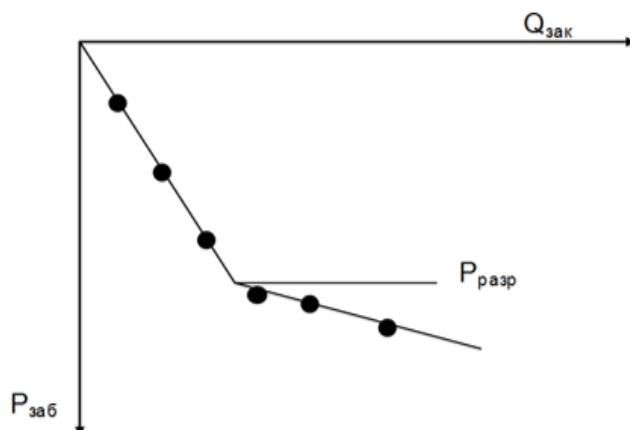


Рисунок 1. Индикаторная диаграмма

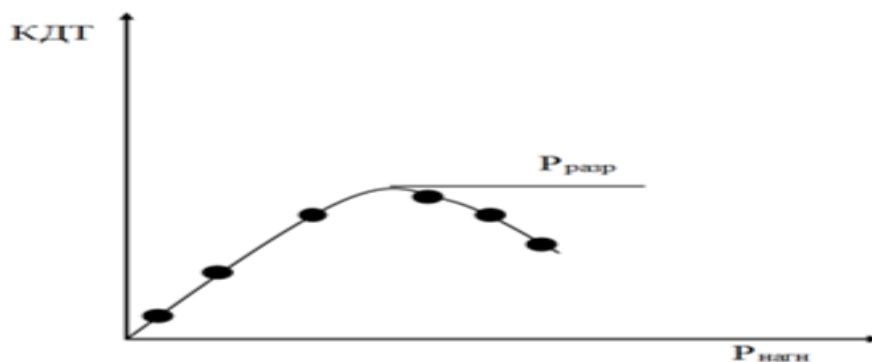


Рисунок 2. Зависимость $P_{нагн}$ - КДТ

Таблица 1

Скважины опорной сети на определение оптимального давления нагнетания

Участок	Пласт	Количество скважин
Участок 1	БС ₁₆₋₂₂ +Ю ₁ ⁰	6
	Ю ₁	2
Участок 2	БС ₁₀	6
	БС ₁₆₋₂₂ +Ю ₁ ⁰	4
	Ю ₁	7
Участок 3	БС ₁₆₋₂₂ +Ю ₁ ⁰	6

Физико-химические исследования пластовых флюидов. Отбор проб и исследования пластовых флюидов из продуктивных объектов Имилорского+Западно-Имилорского месторождения проведены довольно неравномерно. Пласты БС₁₀, БС₁₁, БС₁₆₋₂₂ и Ю₁ изучены исследованиями глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов в большей степени [1].

Пласты баженовской свиты (Ю₁⁰⁻¹, Ю₁⁰⁻²) недостаточно изучены устьевыми пробами нефти и воды, мало исследований микрокомпонентного состава пластовых вод, отбор глубинных проб нефти и газа не проводился.

Пласты БС₁₀, БС₁₁, БС₁₆₋₂₂ и Ю₁ охвачены отбором глубинных проб нефти, но полученных результатов недостаточно для точной и полной характеристики физико-химических свойств пластовой нефти.

По всем пластам Имилорского+Западно-Имилорского месторождения отсутствуют данные по исследованию микрокомпонентного состава пластовой нефти, получены лишь единичные исследования по пластам ачимовской толщи и Ю₁.

В таблице (таблица 2) приведены рекомендации по дополнительному отбору и исследованиям проб пластовых флюидов. Объем дополнительных исследований в данной таблице рассчитывался с учетом имеющихся кондиционных проб [2].

Таблица 2

Рекомендации по дополнительным исследованиям проб пластовых флюидов
Имилорского+Западно-Имилорского месторождения

Пласт	Количество скважин, вскрывших пласт	Свойства нефти	Пластовая вода			
		Микроэлементный состав	В пластовых условиях	В атмосферных условиях	Микроэлементный состав	Химический состав
БС ₁₀	49					
		<u>0</u>	<u>7</u>	<u>4</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
		9	2	5	8	11
БС ₁₆₋₂₂	61					
		<u>1</u>	<u>2</u>	<u>20</u>	<u>6</u>	<u>6</u>

		8	7	0	8	9
		<u>0</u>	<u>8</u>	<u>3</u>	<u>2</u>	<u>2</u>
		9	1	6	7	7
Ю ₁	59					
		<u>1</u>	<u>2</u>	<u>7</u>	<u>2</u>	<u>3</u>
		8	7	2	7	12

Примечание:

- в числителе указано количество кондиционных проб;
- в знаменателе рекомендуемый минимальный дополнительный объем исследований

Библиографический список

1. Джоэль, Г. Ле-Кливе Микросейсмический мониторинг развития трещин ГРП для оптимизации мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождений на поздних стадиях эксплуатации / Ле-Бенне // Технологии ТЭК, 2005. – С. 7-9.

2. Грачев, С. И. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами / Стрекалов А. В., Хусаинов А. Т. // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ, 2016. – С. 37-44.

Научный руководитель: Юшков А. Ю., канд. техн. наук, доцент

Анализ возможности проведения внутрипластового горения в природных сланцах

Балин И.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Запасы так называемой «легкой нефти» большинства нефтяных месторождений России в значительной мере выработаны, в основном, с применением заводнения. Достигнутый при этом КИН довольно редко превышает 30 % начальных запасов нефти. В этой связи, проблема доизвлечения остаточной нефти из обводненных пластов, а также проблема разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (высоковязкие нефти, низкая проницаемость пласта-коллектора, керогеносодержащие коллектора и пр.) требует тщательного изучения. Подобные запасы могут быть извлечены с помощью различных (тепловых, газовых, химических) методов разработки нефтяных месторождений.

Процесс внутрислового горения (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных слоов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в слоовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности.

У многих исследователей и практиков вызывают интерес возможности использования природных битумов для поддержания добычи нефти в России. Природные битумы — окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы, масел, смол и асфальтенов. Они отличаются большим содержанием ванадия, никеля, молибдена и значительно меньшим (до 25%) содержанием бензиновых и дизельных фракций, чем обычные нефти.

Метод вытеснения нефти с помощью внутрислового горения был предложен советским инженером А. Б. Шейнманом в начале 30-х годов двадцатого века. Направление перспективное, но, из-за относительной дороговизны и трудностей осуществления, данная технология практически не применялась в России. Поэтому изучение опыта проведения тепловых методов за рубежом с целью выявления критериев применимости на отечественных месторождениях является актуальной задачей.

В России, потенциальными объектами для применения метода внутрислового горения являются пермские, доманиковые отложения, а также баженовская свита.

Промышленный интерес для освоения в ближайшее время представляют битуминозные глинистые и кремнисто-глинистые отложения верхней юры и низов мела (баженовский горизонт и тетереvская свита), которые развиты на площади 1360 тыс.км² и имеют объем 37,00 тыс.км³. В целом, судя по имеющимся данным, отложения глинистых и глинисто-кремнистых пород Западной Сибири в любом случае представляют собой колоссальный стратегический резерв для поддержания уровня нефтедобычи в России на многие десятилетия. С 1950 года и до конца XX столетия в США было осуществлено 228 опытных проектов по внутрисловому горению, в основном, на месторождениях высоковязких нефтей. 37 из них были и технически, и экономически успешными, ещё 54 – успешными технически, но экономически убыточными. Остальные - более 130 проектов - оказались неудачными, однако, популярность этого метода в мире постоянно растет. Множество успешных проектов являются тому подтверждением. Закачка воздуха высокого давления/внутрисловое горение применяется по всему миру для разработки месторождений:

- лёгкой нефти (штаты Южная и Северная Дакота, Монтана, Луизиана в США);
- тяжёлой нефти (Индия, Румыния, Колумбия и др.);
- битумов (Канада: Wolf Lake, GoB, EnCAID, AIDRON, SAGD-ISC, SAGDOX).

В данной области уже был проведен ряд исследований. Так, интерес представляют данные о проведении экспериментов, построении моделей ВГ сотрудниками различных исследовательских организаций, например, «Gulf Research & Development Company».

Стоит отметить, что эксперименты, проведенные «Gulf Research & Development Company» включали в себя опыты на трехмерной масштабированной модели и опыты с использованием трубы для воспроизведения процесса внутрипластового горения. Основные опыты проводились на трехмерных физических моделях с использованием реальных пластовых нефтей и уровней давления. Условия проведения опыта были доведены до фактических пластовых условий.

После анализа и обработки данных проведенных испытаний, были сформулированы некоторые выводы:

1. Оба метода, вытеснение нефти горением с применением кислорода и с применением воздуха, являются эффективными методами для отбора нефти в относительно тонких песчаных пластах при малых размерах сетки размещения скважин.

2. Объемы пласта, подвергшиеся воздействию горением, до образования каналов внутрипластового горения (или эффективность процесса вытеснения горением) были сопоставимы с результатами для случаев с закачкой кислорода и воздуха.

3. Закачка воды приводила к уменьшению эффективности вытеснения фронтом горения при использовании воздуха.

4. Объемы пласта, отмытые паром впереди фронта горения, повышались при сухом горении.

5. При влажном горении потребности в кислороде или воздухе были меньше, чем при сухом.

6. Прогнозируемые показатели нефтеотдачи и темпов отбора были выше, а прогнозируемые отношения кислород/нефть были ниже при влажном горении, чем при сухом для обоих случаев, с закачкой кислорода, и с закачкой воздуха.

7. Воздействие на пласт методом вытеснения нефти средней плотности горением приводило к более эффективному вытеснению, по сравнению с вытеснением более тяжелой нефти.

8. В рамках ограниченного диапазона условий этого исследования, более высокие давления и скорости закачки способствовали повышению эффективности вытеснения нефти фронтом горения.

Заключение:

Процесс извлечения нефти из пород баженовской свиты при гидротермовоздействии подразумевает решение ряда проблем, связанных с иницированием горения, подачей окислителя в пласт, предварительного создания систем трещиноватости в породах и транспортировки на поверхность полезной продукции.

В первую очередь, необходимо доработать и адаптировать технологию инициирования внутрипластового горения, найти катализатор для инициирования такого горения. Это позволит облегчить и ускорить запуск процесса и получить большую рентабельность при реализации данной технологии разработки.

Произвести моделирование процесса внутрипластового горения, построить фильтрационную модель с учетом особенностей залегания, строения, а также с учетом свойств пород баженовской свиты (создание пластовых условий, осуществление фильтрации, моделирование трещинообразования и т.д.).

Ответы на эти вопросы помогут найти новые способы инициирования, откроет новые возможности проведения внутрипластового горения, и, следовательно, извлечь колоссальные запасы нефти баженовской свиты.

Библиографический список

1. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов: [Пер. с фр.] / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну; под общ. ред. В. Ю. Филановского, Э. Э. Шпильрайна. – М.: Недра, 1988. – 421,[1] с.

2. Вольф, А. А., Особенности инициирования процесса внутрипластового горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах/ А. А. Вольф, А. А. Петров // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 56-58.

Научный руководитель: Вольф А.А., к.ф.-м.н., доцент каф. РЭНГМ

Прогноз конусообразования в горизонтальных скважинах газоконденсатных залежей

Балин Д.В.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск*

Целью работы является составление техники прогноза конусообразования для горизонтальных скважин, пробуренных в газоконденсатных залежах и подготовка рекомендаций по нивелированию негативных последствий изучаемого процесса.

Конусообразование является процессом, характеризующимся проникновением газа из газовой шапки или подошвенной воды в призабойную зону скважины, что приводит к снижению добычи полезного флюида. Существуют различные ситуации, приводящие к образованию конуса, в работе рассмотрена ситуация с проникновением подошвенной воды в газовую скважину. К основным факторам, определяющим течение процесса, можно

отнести разность плотностей пластовых жидкостей, анизотропию проницаемости, вязкость флюида, расстояние от скважины до флюидоконтакта, а также кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

По результатам анализа литературных данных установлено, что наибольший интерес представляют корреляции по расчету критического дебита газа, ниже которого не происходит формирование конуса, а также времени прорыва воды. Существующие методы прогноза конусообразования для одних и тех же условий демонстрируют заметно отличающиеся результаты, что обуславливает необходимость оценки их применимости для каждого конкретного случая.

Для дальнейшего рассмотрения были выбраны корреляции, полученные различными авторами по расчету критического дебита (Chaperon, Ozkan and Raghavan, Joshi, Efros, Yang, Karcher and Giger) и оценки времени прорыва воды (Papatzacos et al, Ozkan and Raghavan) с подстановкой в них критических дебитов, рассчитанных по всем алгоритмам, вышеперечисленных авторов.

В качестве рассматриваемого было выбрано нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на территории ЯНАО. Его изученность месторождения полевыми геофизическими методами, а также поисково-разведочным и эксплуатационным бурением может трактоваться как хорошая. С помощью указанных методов было проведено геотектоническое районирование территории работ, построены структурные карты и схемы по ряду отражающих горизонтов, изучена структура залежей, определено положение флюидоконтактов, проведена оценка запасов. Рассматриваемый продуктивный пласт, приурочен к нижней части средней подсвиты Тангаловской свиты возраста раннего готтерива, был сформирован в шельфовой обстановке осадконакопления, представлен переслаиванием песчаников и аргиллитов.

При подборе скважин, эксплуатируемых в условиях конусообразования, были рассмотрены те, в окрестности которых отсутствуют значительные непроницаемые пропластки не коллектора, а также присутствует развитая водоносная зона. Следующим шагом было построение разрезов в направлении ортогональном стволу скважины с целью идентификации характерного распределения поля водонасыщенности, указывающего на формирование конуса. Завершающим этапом подбора скважин кандидатов был анализ изменения их эксплуатационных параметров. Были рассмотрены графики изменения дебитов газа и водогазового фактора (ВГФ), и путем сравнения времен начала наиболее интенсивного роста ВГФ с модельным временем прихода воды в ячейку перфорации, было выяснено, что именно эти интервалы и характеризуют момент прорыва конуса воды.

Для применения обозначенных выше корреляций были подготовлены необходимые входные данные, включающие в себя информацию о местоположении скважин и их конструкции, свойствах зон дренирования каждой скважины, а также основных свойствах пластового газа и воды.

По результатам проведенных расчетов можно видеть, что вывод о значительной разнице получаемых значений, сделанный на основании литературного обзора, подтверждается. Однако по итогам дополнительно проведенного корреляционного анализа была выявлена возможность увязки корреляций Joshi для расчета критического дебита и Ozkan and Raghavan с критическим дебитом в форме Chareron с фактическими данными.

Таким образом, были установлены экспоненциальные зависимости между критическим дебитом газа по формуле Joshi, демонстрирующей значения соизмеримые с наблюдаемыми, с дебитом газа на момент прорыва конуса, и между наблюдаемыми и расчетными временами прорыва конуса. В обоих случаях коэффициент достоверности аппроксимации составил более 90%.

На следующем этапе, с помощью построения ряда секторных гидродинамических моделей на основе имеющейся полномасштабной, был проведен анализ чувствительности значений критического дебита газа и времени прорыва конуса воды к таким параметрам, как устьевое давление целевой скважины, длина ее горизонтального ствола, и расстояние от интервала перфорации до газоводяного контакта (ГВК). Оказалось, что прорыв конуса воды наступает позже с увеличением устьевого давления скважины и ее расстояния до ГВК, а также со снижением длины горизонтальной секции скважины, причем расстояние до контакта является в этом случае определяющим. В то же время, приближение скважины к отметке ГВК и увеличение длины ее горизонтального ствола являются наиболее значимыми в случае наступления более раннего прорыва воды. В случае анализа чувствительности для критического дебита газа не имеет смысла говорить о влиянии устьевого давления, т.к. динамика изменения дебита в этом случае зависит, при прочих постоянных условиях, от изменения значения текущего пластового давления. Однако, расстояние от скважины до контакта является наиболее значимым в случае увеличения критического дебита, а длина горизонтальной скважины, в большей степени влияет на его снижение.

В качестве одного из методов борьбы с процессом конусообразования был рассмотрен вариант периодической эксплуатации скважины. На примере, когда период остановки скважины составляет 45% от наблюдаемого в базовом случае времени прорыва конуса, можно видеть, циклическая эксплуатация скважины обеспечивает более позднее время прорыва конуса воды, а также работу при более низких значениях водогазового фактора, причем, необходимо отметить, что, чем длительнее период остановки скважины, тем заметнее эта разница. Данный эффект достигается вследствие «выравнивания» поверхности флюидоконтакта в результате «опускания» фронта воды под действием силы гравитации, а также обеспечивает более высокие (по сравнению с базовым случаем) дебиты при перезапуске горизонтальной скважины за счет частичного восстановления пластового давления в ее зоне дренирования. Таким образом, периодиче-

ская эксплуатация, в целом, может быть рекомендована как метод нивелирования негативных последствий проблемы конусообразования.

Научный руководитель: Чернова О.С., канд. г-м. наук, доцент.

Технологии при проведении геолого-технических мероприятий на газовых скважинах

Баловацкая А.А., Гребенюк А.И., Ильмурзина Д.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В современных условиях на газовых месторождениях используются различные геолого-технические методы для увеличения выработки газа в сложных условиях. Множество технологий используется на месторождениях в отдельных случаях. В основном их рентабельность является неопределенной. Вследствие этого, необходимо создавать новые способы разработки и технологии ремонта скважин и повышения интенсивности добычи газа, а также приспособление используемых технологий в различных условиях [1].

Для подтверждения актуальности анализа геолого-промысловой информации для планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах необходим комплексный подход к проведению ГТМ на фонде скважин в связи [2]:

1. с существенным старением основных фондов, сменой части базовых месторождений на завершающий этап разработки;
2. с существенным падением пластовых давлений на базовых месторождениях.

В дальнейшем при разработке месторождения изменяется режим эксплуатации скважин. Это связано с изменениями гидростатических условий, то есть неустановившимся процессом взаимодействия сообщающихся со стволом пропластков и сопровождающееся межпластовыми перетоками, заколонными и межколонными проявлениями. Эти факторы негативно влияют на техническое состояние обсадной колонны и сформированной вокруг нее тампонажный камень (появление внешней коррозии), методы эксплуатации скважин, систему разработки, результативность обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), ремонтно-изоляционные работы (РИР), способы увеличения газоотдачи. Следовательно, установление технически надежной, герметичной крепи становится главной проблемой в газодобывающей промышленности.

При разгерметизации заколонного пространства эффективность эксплуатации скважины уменьшается. Решающее воздействие приводит к изменению текущих пластовых давлений по интервалу продуктивного гори-

зонта и фильтрационных свойств пластов. Определяющим фактором ряда серьезных негативных последствий являются межпластовые перетоки, не прогнозируемо осложняющие гидродинамическое состояние скважины в продуктивном интервале.

На месторождениях газа при выборе объектов, нуждающихся в капитальном ремонте скважин (КРС), используются данные геологических исследований и технического состояния скважин. В первую очередь ремонтируются скважины, которые на момент проведения ГТМ находятся в бездействующем фонде, обводнившиеся скважины и скважины с низкими ФЕС. Соответственно, в процессе планирования ремонта скважин учитывается расстояние нахождения бригад КРС от скважины - кандидата на проведение КРС [3].

На газовых месторождениях при реализации ГТМ используются следующие технологии [4]:

- изоляция притока пластовых вод тампонированием под давлением и с помощью установки цементного моста;
- селективная изоляция притока пластовых вод с помощью различных материалов и химических реагентов;
- изоляция притока пластовых вод изолирующими пакерами;
- разделение многопластовых месторождений на пласты;
- восстановление герметичности цементного кольца закачиванием тампонирующих материалов через интервал перфорации под давлением;
- восстановление герметичности цементного кольца закачиванием тампонирующих материалов через специальные отверстия под давлением;
- наращивания цементного кольца заливкой или закачиванием тампонирующих материалов в межколонное пространство скважины;
- восстановление герметичности эксплуатационной колонны закачиванием тампонирующих материалов через специальные отверстия под давлением;
- восстановление герметичности резьбовых соединений эксплуатационной колонны;
- спуск обсадных труб меньшего диаметра;
- укрепление призабойной зоны пласта (ПЗП) герметизирующими композициями;
- установка противопесочных фильтров;
- устранение песчано-глинистой пробки промывкой скважины;
- устранение гидратно-парафиновой пробки механическим, тепловым или термохимическим методом;

В области интенсификации притока углеводородов используются следующие методы:

- обработка призабойной зоны пласта композициями на основе кислот для очистки пор пород-коллекторов от полимерных составляющих фильтратов и глинистых составляющих буровых растворов;

- обработка призабойной зоны пласта композициями на основе растворителей для удаления из пор пород-коллекторов асфальтосмолистых отложений;
- обработка призабойной зоны пласта композициями на основе спиртов для удаления воды из пор пород-коллекторов;
- гидроразрыв пласта;
- кислотный и пенный гидроразрыв пласта;
- газодинамическое воздействие на призабойную зону пласта;
- химическая обработка призабойной зоны пласта;
- дополнительное вскрытие продуктивного пласта для приобщения к разработке новых газонасыщенных интервалов.

Ремонтно-изоляционные работы и работы после РИР являются основными при проведении ГТМ [5].

Качественная эксплуатация скважин является ключевой проблемой в системе разработки залежей углеводородов. Для решения необходима разработка методов, повышающих эффективность геолого-технических мероприятий.

Библиографический список

1. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений [Текст]: обз. информ. / В. И. Нифантов [и др.]. – М.: Газпром, 2004. – 65 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
2. Басарыгин, Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Советская Кубань, 2002. – 584 с.
3. Гасумов, Р. А. Технология очистки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях АНПД [Текст]: обз. информ. / Р. А. Гасумов, М. Г. Гейхман, В. З. Минликаев. – М.: Газпром, 2004. – 108 с. – (Бурение газовых и газо- 249 конденсатных скважин).
4. Кустышев, А. В. Ремонт скважин на месторождениях Западной Сибири [Текст] / А. В. Кустышев, И. И. Клещенко, А. П. Телков. – Тюмень: Вектор Бук, 1999. – 204 с.
5. Вяхирев, Р. И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов [Текст] / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев. – М.: Недра, 1999. – 412 с.

Механизм вытеснения нефти из пластов при водогазовом воздействии
Белобородова Ю.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пластовая нефть и неравновесный газ- сухой при высоком пластовом давлении или обогащенный, вступая в контакт друг с другом обмени-

ваются компонентами, изменяя свои первоначальные свойства. Растворение газа в водонасыщенной нефти увеличивает объемный коэффициент нефти и снижает ее вязкость. Поэтому, наряду с усилением четочного режима течения при водогазовом воздействии, эти факторы способствуют большему приросту коэффициента вытеснения по сравнению с закачкой равновесного (сухого) газа и воды.

Сущность метода повышения нефтеотдачи пластов при сочетании закачки воды и газа высокого давления заключается в получении высокого охвата пластов, достигаемого при заводнении и высокой вытесняющей способностью углеводородного газа.

Исходя из современных представлений о процессах вытеснения нефти, выделяются три модификации водогазового воздействия:

1. Водогазовая репрессия.
2. Водогазовое воздействие в режиме ограниченной растворимости закачиваемого газа и пластовой нефти.
3. Водогазовое воздействие в режиме смешивающегося вытеснения.

Режим газовой репрессии характеризуется отсутствием массообмена между жидкой и газовой фазами. Вытеснение осуществляется под действием гидродинамических сил при наличии области двухфазного потока. Коэффициент вытеснения нефти газом, как правило, ниже коэффициента вытеснения водой. Режим ограниченной взаимной растворимости характеризуется массообменом между жидкой и газовой фазами, в результате чего образуется переходная зона. Состав и свойства жидкой и газообразной фаз в переходной зоне изменяется по длине, однако существует четкое разграничение между ними из-за двухфазного потока. Коэффициент вытеснения при этом режиме выше коэффициента вытеснения при газовой репрессии и может превышать коэффициент вытеснения при заводнении.

Режим неорганической взаимной растворимости (смешивающееся вытеснение) наступает при определенных термодинамических условиях (давление, температура), компонентном составе закачиваемого газа и нефти. При этом режиме состав и свойства фильтрующего агента по длине переходной зоны изменяются плавно от свойств пластовой нефти до свойств закачиваемого газа. Коэффициент вытеснения практически не зависит от свойств коллекторов и приближается к единице. Режим неограниченной растворимости является предельным случаем режима ограниченной растворимости. С повышением в закачиваемом газе компонентов C_2 и выше возрастает коэффициент вытеснения. При некотором процентном содержании этих компонентов наступает режим неограниченной растворимости.

Достичь режим взаимной неограниченной растворимости можно также повышением давления закачки. Даже чистый метан и нефть при больших давлениях закачки (60-70 Мпа) будут взаимнорастворимы. Одна-

ко воспользоваться этим методом практически невозможно из-за невысоких пластовых давлений продуктивных пластов большинства месторождений.

Эффективность процесса нагнетания газа во многом зависит от технологии закачки. При закачке газа в состоянии полной взаимной растворимости нефтеотдача оказывается ниже нефтеотдачи метода заводнения. Объясняется это низким охватом пласта процессом вытеснения. Закачиваемый газ продвигается преимущественно по высокопроницаемым прослоям. После прорыва в эксплуатационную скважину фильтрация газа идет по загазованным слоям из-за резкого понижения их фильтрационных сопротивлений. Несмотря на полное вытеснение нефти из этих прослоев, суммарное количество добытой нефти оказывается меньше по сравнению с методом заводнения. Объясняется это тем, что в методе заводнения гораздо выше коэффициент охвата вытеснением, в то время как сам коэффициент вытеснения ниже коэффициента при закачке газа в режиме смесимости.

Основная идея применения водогазовых смесей состоит в использовании полезных свойств воды и газа как агентов вытеснения. Выше отмечалось, что смешивающийся газ с нефтью вытесняет ее занятом газом объеме почти полностью. Поскольку поверхностное натяжение и угол смачивания на поверхности раздела вода-газ и вода-нефть в поровом пространстве можно принять в первом приближении одинаковыми, незначительно будут отличаться коэффициенты вытеснения газа водой и нефти водой.

Следовательно, нагнетаемая после закачки газа вода вытеснит газ не полностью. Газ будет "защемляться". Количество защемленного газа определяется по результатам лабораторных экспериментов и составляет β (остаточный газ в долях начального нефтенасыщенного и эффективного порового объема). Если в пласт до закачки воды закачать оторочку смешивающегося газа в размере, превышающем β , коэффициент нефтеотдачи такого процесса будет максимальным: коэффициент вытеснения как при вытеснении нефти смешивающимся газом, а коэффициент охвата вытеснением как в методе заводнения.

При закачке смешивающегося газа в заводненный пласт картина не изменится. Будучи более "родственным" с нефтью, газ вытеснит остаточную после воды нефть до остаточной нефти после газа (естественно при этом будет вытесняться и закачанная ранее вода).

При закачке вслед за газом воды величины остаточного газа и остаточной нефти останутся на уровне первого процесса, когда газ вытеснял нефть, а вода вытесняла газ.

Из изложенного вытекает возможный промышленный метод применения водогазовых смесей - закачка оторочки смешивающегося (жирного) газа в заводненный или полностью нефтенасыщенный пласт с последующим проталкиваем газовой оторочки водой, эффективность такого

процесса будет высокой. Экономическая же целесообразность применения метода существенно зависит от степени заводнения пласта до начала закачки газовой оторочки, поскольку до извлечения дополнительной от закачки газа нефти надо извлечь закачанную ранее воду примерно в объеме коэффициента вытеснения нефти водой.

Применяя изложенные рассуждения к случаю закачки газа в режиме частичного растворения, обосновывается второй возможный промышленный метод применения водогазовых смесей - закачка оторочки газа в режиме частичной смесимости в заводненный или полностью нефтенасыщенный пласт с последующим проталкиванием газовой оторочки водой.

Библиографический список

1. Зацепин, В. В. Технологические основы водогазового воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти в низкопроницаемых коллекторах: дисс...д-ра техн. наук: 25.00.17 / Зацепин Владислав Вячеславович. – К., 2017. – 354 с.

Научный руководитель: Вольф А.А., к.ф.-м.н., доцент.

Обзор современного состояния исследований, связанных с извлечением метана из гидратосодержащей пористой среды путем замещения диоксидом углерода

Бельских Д.С.¹, Бородин С.Л.²

¹*Тюменский государственный университет, г. Тюмень;*

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

Исследуется фильтрация метана и углекислого газа в пористой среде, изначально насыщенной метаном и его гидратом, с учетом образования или разложения гидратов CH_4 и/или CO_2 . Общая постановка задачи следующая: имеется пористый пласт, насыщенный метаном и его гидратом. Две скважины на некотором расстоянии друг от друга вскрывают этот пласт – через одну подается углекислый газ (при некоторых давлении и температуре), через вторую отбирается метан. Если термодинамические условия допускают образование гидрата углекислого газа, то он замещает собой метан в гидрате. Таким образом, выделяется свободный метан, который впоследствии отбирается через вторую скважину. Реакция замещения является экзотермической (сопровождается выделением скрытой теплоты фазового перехода), поэтому возможно дополнительное тепловое разложение гидрата метана, а также имеет место снижение общего давления. В результате получаем эффективную добычу метана из газового гидрата и, до-

полнительно, осуществляем захоронение парникового углекислого газа. В конце концов, имеем переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии.

Для начала было принято решение провести обзор различных литературных источников, а в частности и статей, связанных с экспериментальными и численными исследованиями проблемы по замещению метана в его гидратах углекислым газом. В них углекислый газ может иметь различные агрегатные состояния: газообразное или жидкое, или быть фазой в дисперсных системах.

Данной теме сейчас уделяется повышенное внимание в таких странах как Китай и Япония, где гидраты также рассматриваются как перспективный энергоноситель, благодаря наличию в них огромных запасов природного газа. В нескольких источниках авторов этих стран [1, 2] говорится о главном минусе этого метода – скорости замещения, что уменьшает его практическую ценность. Особенно падение скорости будет заметно в зонах вечной мерзлоты, где низкие температуры существенно снижают скорость замещения. В статье Гималтдинова с соавторами была представлена построенная ими модель [3] и приведены результаты расчетов. При этом время до полной замены в гидратах метана углекислым газом уменьшается при увеличении проницаемости и увеличении давления нагнетаемого газа. Согласно исследованиям [1], при замене углекислым газом объем получаемого гидрата меняется незначительно, что важно для сохранения устойчивости грунта, при этом гидрат углекислого газа более стабилен термодинамически, чем гидрат метана.

В случае перемешивания газов [4] необходимо учитывать парциальное давление метана и углекислого газа. Причём замещение может происходить тогда, когда парциальное давление метана ниже равновесного давления для образования гидрата, но выше нужного давления для образования гидрата углекислого газа. При этом более низкое парциальное давление метана будет приводить к более высокой скорости замещения. Также, повышение давления нагнетаемого углекислого газа повышает скорость замещения метана в его гидрате, а повышение общей температуры системы приводит к смещению равновесия и разложению гидрата метана, при этом условия позволяют образовываться гидрату углекислого газа.

В целом, процент извлеченного метана из его гидрата в экспериментах [1, 5, 6] находится в диапазоне от 15% до 56%, в зависимости от термодинамических условий системы, а найденная энергетическая рентабельность находилась в диапазоне от 7,2 до 14,7. Однако, вместе с тепловым воздействием процент извлечения газа повышается почти до 65% [7] и эффективность захоронения углекислого газа достигает почти 97%.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-31-00069.

Библиографический список

1. Zhao Jiafei. A Review on Research on Replacement of CH₄ in Natural Gas Hydrates by Use of CO₂ / Jiafei Zhao, Kun Xu, Yongchen Song, Weiguo Liu, Weihaur Lam, Yu Liu, Kaihua Xue, Yiming Zhu, Xichong Yu, Qingping Li // *Energies*. – 5. – 2012. – Pp. 399-419. DOI: 10.3390/en5020399
2. Zhang Xuemin. Experimental Study on the Effect of Pressure on the Replacement Process of CO₂-CH₄ Hydrate below the Freezing Point / Xuemin Zhang, Yang Li, Ze Yao, Jinping Li, Qingbai Wu, Yingmei Wang // *Energy & Fuels*. – 32. – 1. – 2018. – Pp. 646-650. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b02655
3. Gimaltdinov, I. K. Recovery of methane from gas hydrates in porous medium by injection of carbon dioxide / I. K. Gimaltdinov, M. V. Stolpovskii, M. K. Khasanov // *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. – 2018. – Vol. 59. – No. 1. – Pp. 1-8. DOI: 10.1134/S0021894418010017
4. Xu Chun-Gang. Effect of pressure on methane recovery from natural gas hydrates by methane-carbon dioxide replacement / Chun-Gang Xu, Jing Cai, Yi-Song Yu, Ke-Feng Yan, Xiao-Sen Li // *Applied Energy*. – 217. – 2018. – Pp. 527-536. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.109
5. Fan Shuanshi. Recovering methane from quartz sand-bearing hydrate with gaseous CO₂ / Shuanshi Fan, Xi Wang, Yanhong Wang, Xuemei Lang // *Journal of Energy Chemistry*. – 26. – 4. – 2017. – Pp. 655-659. DOI: 10.1016/j.jechem.2017.04.014
6. Fan Shuanshi. Energy efficiency simulation of the process of gas hydrate exploitation from flue gas in an electric power plant / Shuanshi Fan, Xi Wang, Xuemei Lang, Yanhong Wang // *Natur. Gas. Ind.* – 37. – 5. – 2017. – Pp. 119-125. (In Chinese). DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.05.016
7. Zhang Lunxiang. Enhanced CH₄ recovery and CO₂ storage via thermal stimulation in the CH₄/CO₂ replacement of methane hydrate / Lunxiang Zhang, Lei Yang, Jiaqi Wang, Jiafei Zhao, Hongsheng Dong, Mingjun Yang, Yu Liu, Yongchen Song // *Chemical Engineering Journal*. – 308. – 2017. – Pp. 40-49. DOI: 10.1016/j.cej.2016.09.047

Целесообразность бурения боковых стволов на объекте БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения.

Бояр А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тевлинско-Русскинское крупное нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Открыто в 1971 году, введено в промышленную разработку в 1986 году. По геологическому строению относится ко II группе сложности. Оператором является российская нефтяная компания ЛУКОЙЛ.

Продуктивный горизонт БС₁₀²⁻³ является основным эксплуатационным объектом (ЭО) разработки месторождения, пребывающий в разработ-

ке с 1987 г. Объект является самым большим по площади нефтеносности и наиболее крупным по запасам нефти.

В действующем проектом документе [1] Тевлинско-Русскинского месторождения проведен анализ текущего состояния объектов разработки, в результате которого по ЭО БС₁₀²⁻³ установлен факт несоответствия прогнозного значения коэффициента извлечения нефти (КИН) утвержденному на Государственном балансе значению (рисунок 1).

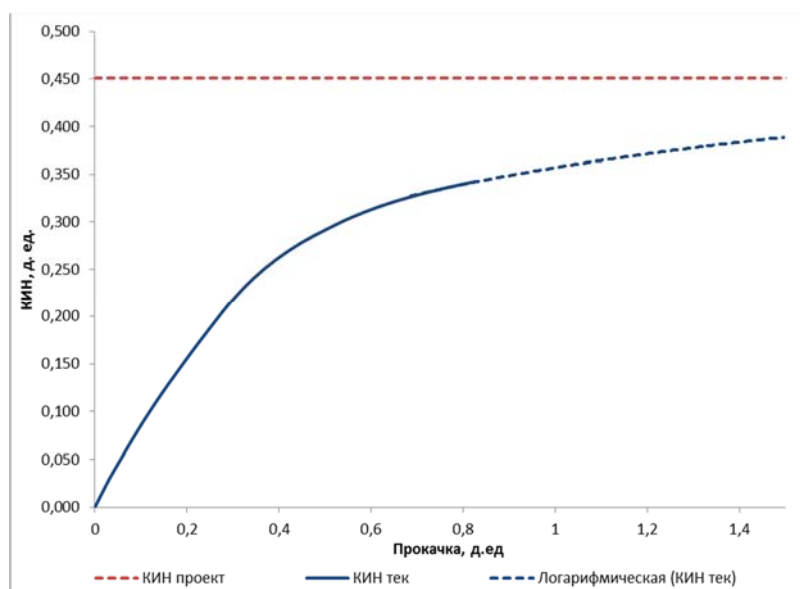


Рисунок 1. Характеристика вытеснения КИН-Прокачка

Отставание добычи нефти от проектного уровня обусловлено высоким значением обводненности действующего фонда скважин вследствие значительной выработанности запасов в разбуренной части месторождения.

В разрезе наиболее выработанными являются высокопроницаемые, слаборасчлененные коллектора. Особенностью продуктивных пластов горизонта БС₁₀²⁻³, в значительной степени влияющей на процесс выработки запасов по разрезу, является наличие пропластков повышенной проницаемости, охваченных в большей степени процессом вытеснения, в кровельной части разреза, и значительных водонасыщенных толщин в подошвенной части. Результаты промыслово-геофизических исследований подтверждают преимущественную работу верхней пачки разреза.

Остаточные запасы нефти, не вовлекаемые в разработку при сложившейся системе разработки в разбуренной части, преимущественно локализованы на участках с опережающим обводнением скважин, в зонах стягивания, не охваченных вытеснением, и в нескрытых перфорацией интервалах пласта.

Проведенный анализ обусловил необходимость формирования программы методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), направленной на осуществление более полной выработки остаточных запасов нефти и достижение утвержденного на Государственном балансе значения КИН.

В работе [2] отмечено, что в суммарном объёме накопленной добычи нефти, за счёт ПНП, по месторождениям группы «ЛУКОЙЛ» основная часть приходится на физические методы – в основном, зарезка боковых стволов (ЗБС) и гидроразрыв пласта (ГРП).

При проведении ГРП, учитывая наличие значительных водонасыщенных толщин в подошвенной части, появляется высокий риск прорыва воды.

В отличие от ГРП ЗБС носит «точечный» характер, что позволяет осуществить оперативное вовлечение запасов в активную разработку сразу после ввода бокового ствола (БС) в эксплуатацию.

В качестве кандидата для планирования на нем проводки БС выбран участок, с существенным отставанием прогнозного значения КИН (рассчитанного по характеристикам вытеснения методами Максимова, Сипачева-Пасевича, Пирвердяна, Камбарова, Медведского, обладающими наилучшей сходимостью при глубине воспроизведения 5 лет) от значения, утвержденного на Государственном балансе.

Проведен детальный геолого-промысловый анализ данного участка, включающий анализ карт таких как, карта плотности текущих извлекаемых запасов, карты текущих и накопленных отборов, карта суммарной эффективной нефтенасыщенной толщины, также проанализированы результаты трассерных исследований. В результате для вовлечения в разработку слабодренируемых зон предложено бурение БС с горизонтальным окончанием из скважины №7786. Проведение горизонтального участка скважины запланировано с учетом максимально возможного отхода от соседних добывающих скважин. Длина горизонтального окончания (ГО) – 200м. Так как основной причиной обводнения добывающих скважин является продвижение фронта вытеснения от нагнетательных скважин по верхней части разреза, для вовлечения в разработку слабодренируемых зон, бурение БС предложено по средней части пласта.

Для прогнозирования добычи нефти использована зависимость дебита скважин от времени, представленная В. Д. Лысенко и Э. Д. Мухарским
Входной дебит нефти БС экспертно принят 28,7 т/сут.

Исходя из площади дренирования БС и плотности текущих извлекаемых запасов, принимаем потенциально возможную добычу 70 тыс. т. Период расчёта 15 лет. Динамика показателей представлена в таблице 1.

Таблица 1

Динамика добычи нефти по скважине 7786Л

Год	Дебит нефти, т/сут	Добыча нефти, тыс. т.	
		тек.	накоп.
2018	24,9	8,6	8,6
2023	12,2	4,2	37,4
2028	6,0	2,1	51,5
2033	2,9	1,0	58,5

По результатам расчёта дополнительная добыча нефти от бурения из скважины №7786 БС (за прогнозный период 15 лет) составит 58,5 тыс. т.

Выводы:

Актуальность работы обусловлена высокими остаточными запасами нефти в основном объекте месторождения при высокой обводненности продукции добывающих скважин.

Дополнительная добыча от бурения БС составит 58,5 тыс.т., что соответствует увеличению прогнозного значения КИН по участку в целом на 0,41%. Из чего можно сделать вывод об эффективности применяемой технологии.

Библиографический список

1. Дополнение к проекту разработки Тевлинско-Русскинского месторождения // Протокол ЦКР Роснедра от 11.12.2014 №6087.

2. Мандрик, И. Э. Об особенностях гидродинамического моделирования методов увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов / И. Э. Мандрик, В. В. Гузеев, В. Р. Сыртланов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – №4. – С. 12-17

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

Бурение многозабойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек на примере Новопортовского месторождения

Бриккманн Е.А., Кааров Ж.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено на севере пова Ямал, в 30 км от побережья залива Обская губа (рис. 1). Это одно из крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений ЯНАО с геологическими запасами нефти около 700 млн. т и газа 270 млрд м³. Добыча нефти из первой добывающей скважины началась в августе 2012 г. Летом 2014 г. приступили к реализации программы эксплуатационного бурения и в 2016 г. – к промышленной полномасштабной разработке основных залежей. К 2020 г. добыча нефти здесь достигнет 6–9 млн т/год.

Основная часть запасов углеводородов сосредоточена в пластах нижнемеловых отложений (глубина около 1800 м), имеющих клиноформное строение, и в песчаных пластах тюменской свиты (глубина около 2000 м). 10-3 мкм². □ Коллекторами являются мелко-среднезернистые песчаники и алевролиты с линзовидными слоями глин и известняков. Средняя проницаемость коллекторов составляет (15–20) [1]

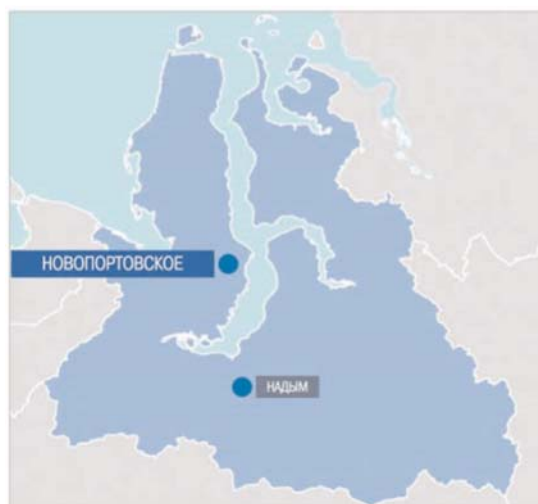


Рисунок 1. Схема расположения Новопортковского месторождения на п-ове Ямал

Залежи нефти представлены главным образом нефтяными оторочками краевого и подстилающего типов с соотношением поровых объемов газовой шапки и нефтяной оторочки 1:1. Такие нефтяные оторочки являются одним из наиболее сложных объектов разработки: добывающие скважины быстро загазовываются и обводняются, добыча нефти очень быстро достигает предела рентабельности. Следствием является относительно невысокая накопленная добыча нефти и невысокий коэффициент извлечения нефти (КИН).

Начальная нефтенасыщенность оторочек изменяется от 0,55 до 0,65, что при остаточной нефтенасыщенности 0,3 не позволяет в должной мере увеличить коэффициент вытеснения за счет заводнения. [1]

На этапе проектирования разработки Новопортковского месторождения было принято решение о бурении горизонтальных скважин (ГС) с протяженностью ствола 1000–1500 м параллельно газонефтяному контакту (ГНК). В 2015–2017 гг. на месторождении было пробурено более 130 ГС. Средняя длина скважины и строительства приведены в таблице 1. В результате увеличения эффективности бурения достигнуто значительное снижение стоимости скважины (более 40 % за 2 года). В настоящее время ситуация близка к техническому пределу. Для повышения ценности актива запланирована программа перехода на технологии многозабойного бурения, которые позволят увеличить коэффициент охвата по пластам. [2]

Таблица 1

Показатели	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Средняя длина ствола ГС, м	1084	1098	1211	1247	1262
Сроки строительства, сут:					
план	45	41	37	31	21
факт	34	37	27	22	

При планировании бурения МЗС на Новопортовском месторождении на первом этапе было принято решение бурить МЗС с открытым вторым стволом. Однако при бурении скв. 9156 с открытым боковым стволом было зафиксировано обрушение ствола при депрессии 7,4–9,0 МПа. В 2016 г. Блоком бурения ООО «Газпромнефть-Ямал» была реализована простая и надежная технология за канчивания скважин TAML-1 (российской компании «Зэрс»). Все семь МЗС закончены бурением безаварийно и без превышения плановых сроков строительства скважин. Таким образом, несмотря на отсутствие герметичного соединения обоих стволов, 100%-ная безаварийность наряду с низкой стоимостью компоновки заканчивания и увеличением продуктивности скважин позволила значительно повысить эффективность бурения (рис. 2). Чистый дисконтированный доход (NPV) увеличился на 45 %.

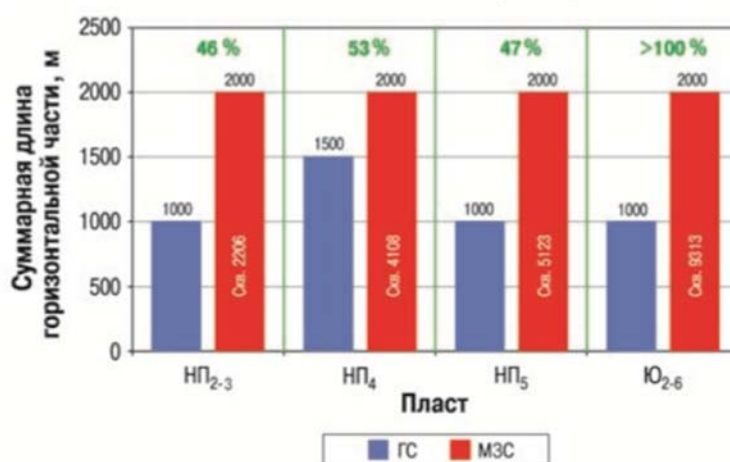


Рисунок 2. Суммарная длина горизонтальных стволов (в % показан прирост продуктивности МЗС относительно базовой технологии)

В 2018–2020 гг. планируется увеличение числа обсаженных стволов и отклонение боковых стволов на максимально возможный угол. Дополнительно рассматривается возможность бурения МЗС на разные объекты разработки и отклонения стволов на угол 180° с доступом во все стволы и проведением многостадийного гидроразрыва пласта в стволах. Данные задачи могут быть решены только с применением технологии заканчивания TAML-4. [2]

Успешная МЗС, заменяющая несколько традиционных скважин, может снизить общие затраты на бурение и заканчивание, а также увеличить продуктивность. Применение таких скважин способствует более эффективному управлению разработкой нефтяных оторочек, повышению КИН.

Библиографический список

1. Техническая библиотека [Электронный ресурс]/ Месторождения // Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение
Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4179-Novoportovskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie

2. Сугаипов, Д. А. Нефтяное хозяйство [Электронный ресурс] / Д. А. Сугаипов // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2017. - №12. Режим доступа: http://www.oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11205

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

Прогнозирование эффективности проведения кислотной обработки скважин

Вивдич К.В., Хайруллин А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В процессе строительства и эксплуатации скважин происходит кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП) – засорение пор частицами породы, асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), гидратами. Для повышения проницаемости пласта, а, следовательно, очистки призабойных зон от продуктов загрязнения применяют обработки скважин кислотой [1].

Процесс обработки кислотой ПЗП заключается в подаче на забой скважины раствора кислоты под некоторым давлением. Данные растворы проникают под давлением в мелкие поры и трещины, имеющиеся в пласте, и очищают поровое пространство в терригенных коллекторах и расширяют их в карбонатных. В основном для кислотного воздействия применяют водные растворы соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислот. В ходе кислотной обработки скважины заполняют кислотным раствором, продавливают данный раствор в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки (рисунок 1). После завершения процесса продавки скважину оставляют под давлением на некоторое время для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта.

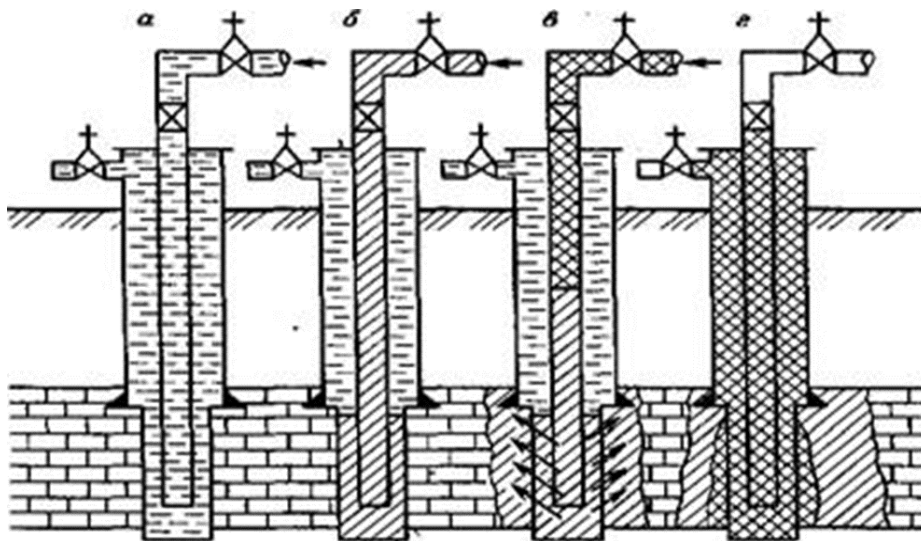


Рисунок 1. Технологическая схема проведения кислотной обработки

Технология проведения кислотных обработок может изменяться в зависимости от мощности пласта, его физических свойств и от прочих условий.

Правильный выбор параметров процесса кислотной обработки, к числу которых относится объем кислоты и ее скорость закачки, тип реакции в пласте и концентрация, приводят к повышению эффективности данного метода воздействия. Также в процессе кислотного воздействия к раствору кислоты добавляют ингибиторы, стабилизаторы и интенсификаторы, расчет которых также существенно влияет на эффективность обработки.

Например, проектирование соляно-кислотной обработки (СКО) проводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету нужного количества товарной кислоты и химвеществ [2]. Нормированный расход кислотного раствора v_p составляет 1-1,2 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Отсюда определяется:

Общий объем соляно-кислотного раствора по формуле:

$$Q = V \cdot h \quad (1)$$

где V – средняя норма расхода раствора соляной кислоты на 1 м интервала обработки, принимаемая равной 1,2 м³;

h – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м.

Количество концентрированной товарной соляной кислоты соляно-кислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_k = Q \cdot x \cdot (5,09 x + 999) / [z \cdot (5,09 z + 999)], \quad (2)$$

где z – концентрация товарной кислоты, %;

Q – общий объем соляно-кислотного раствора, м³.

Стабилизатором против выпадения из соляно-кислотного раствора содержащихся в нем солей железа служит уксусная кислота $Q_{ук}$.

Против выпадения гипса добавляют к определенному объему хлористого бария $Q_{хб}$ раствору соляной кислоты.

Затем прибавляют необходимый объем ингибитора коррозии $Q_{и}$ и интенсификатора $Q_{ин}$ для понижения поверхностного натяжения ПАВ. В качестве ингибитора используют чаще всего реагент В-2, а интенсификатором выступает Марвелан-К.

Раствор хлористого кальция (бланкет) $Q_{бл}$ применяют для изоляции зумпфа при обработке.

Суммарный объем всех добавок к соляно-кислотному раствору (стабилизатор, хлористый барий, ингибитор, интенсификатор, бланкет), м³ рассчитывается по формуле:

$$\sum Q = Q_{ук} + Q_{хб} + Q_{и} + Q_{ин} + Q_{бл} \quad (3)$$

Количество воды для приготовления принятого объема соляно-кислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_{в} = Q - Q_k - \sum Q, \quad (4)$$

где Q – объем соляно-кислотного раствора, м^3 ; Q_k – объем концентрированной товарной соляной кислоты, м^3 ; ΣQ – суммарный объем всех добавок к соляно-кислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий и т.д.), м^3 .

Рассчитав данные параметры процесса кислотной обработки, можно спрогнозировать эффективность этой операции, используя формулу Дюпюи [3]. Осуществляется этот расчет для плоскорадиальной системы установившегося течения, то есть условия постоянного давления на контуре. Так как степень загрязнения призабойной зоны скважины определяется величиной скин-эффекта, то расчет дебита после мероприятия должен производиться в предположении, что скин-эффект снижается после обработки до нуля ($Sk_{in} = 0$).

Таким образом, дебит скважины после СКО рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu_n \cdot B_0} \cdot \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{r_d}{r_c}\right) + Sk_{in}}, \quad (5)$$

где k – проницаемость пласта, Д;

h – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м;

μ_n – вязкость нефти, сПз;

B_0 – коэффициент пластового объема нефти, д.е.;

ΔP – перепад давления (депрессия), Па;

r_d – радиус дренирования, м;

r_c – радиус скважины, м;

Sk_{in} – скин-фактор.

Кроме того, после расчета дебита после кислотной обработки можно определить коэффициент продуктивности скважины по формуле:

$$K = \frac{q}{\Delta P}, \quad (6)$$

где q – дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

ΔP – перепад давления, атм.

Из вышеизложенного следует сделать вывод о том, что, проведя расчет всех показателей кислотной обработки скважин, можно по известным формулам для расчета дебита и коэффициента продуктивности спрогнозировать и оценить эффективность проведения мероприятия по очистке призабойной зоны – кислотной обработки скважин.

Библиографический список

1. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов/ В. И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
2. Юрчук, А. М. Расчеты в добыче нефти: учебник для техникумов/ А. М. Юрчук, А. З. Истомин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1979. – 271 с.
3. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов/ И. Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

Научный руководитель: Хайруллин А.А., доцент, кандидат физ.-мат. наук

Построение трехмерных цифровых промыслово-геологических моделей Дружного месторождения

Ворновский В.Л., Скарედнов А.А., Коротков А.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В соответствии с геологическим заданием для промысловых объектов Дружного месторождения были построены трехмерные промыслово-геологические модели, представляющие собой трехмерные массивы данных, характеризующие структурные, литологические и фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов. [1] Технология создания модели соответствует принятым методикам и нормативам в области подсчета запасов. Дифференциальным способом выполнено построение цифровых геологических моделей по продуктивным пластам БС₁₀, БС₁₁ и ЮС₁ Дружного месторождения с использованием пакета программ RMS компании Roxar. Подход к моделированию кубов свойств геологических параметров выбирался исходя из особенностей геологического строения залежей, степени разбуренности и наличия априорной информации. Описание методов трехмерного геологического моделирования отдельно для каждого продуктивного пласта Дружного месторождения приводится далее построим структурную модель залежи нефти, на основе структурного каркаса была принята структурная поверхность по стратиграфической кровле пласта БС₁₀ показанном на рисунке 1.

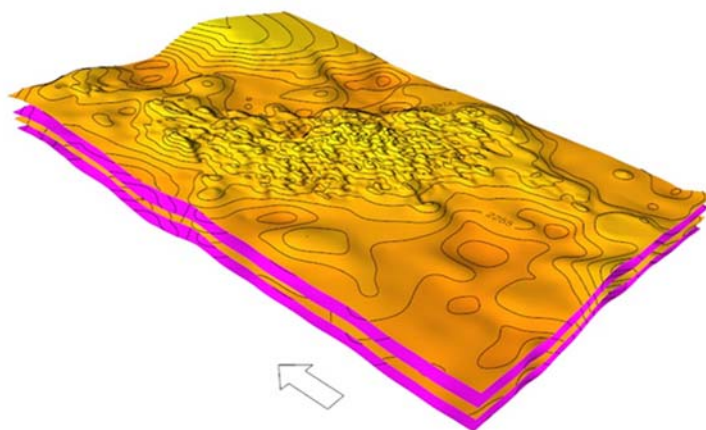


Рисунок 1. Структурный каркас геологической модели по объекту БС₁₀

При построении модели обязательно проверялась согласованность структурных поверхностей во избежание возможных пересечений и рассчитываем проницаемость. [1] Проницаемость рассчитывалась с учетом петрофизических зависимостей.

Расчет коэффициента проницаемости проводится по формуле:

Для пласта горизонта БС₁₀:

$$K_{пр} = 0,079 \text{Exp}(43,3 * (1,23K_p - 0,136)); [2] \quad (1)$$

Так же на последующих этапах, моделирование объектов, необходимо построить карты проницаемости, кубического разреза пласта нефтенасыщенности, самого моделирование каждой скважины. Фильтрационная модель позволяет методом вычислительного эксперимента дать анализ сложившейся ситуации на месторождении, а также проиграть последствия принятия того или иного технологического решения производственной задачи, показанные на рисунке 2. [2] От выбора поставленной модели зависит дальнейшая разработка месторождения.

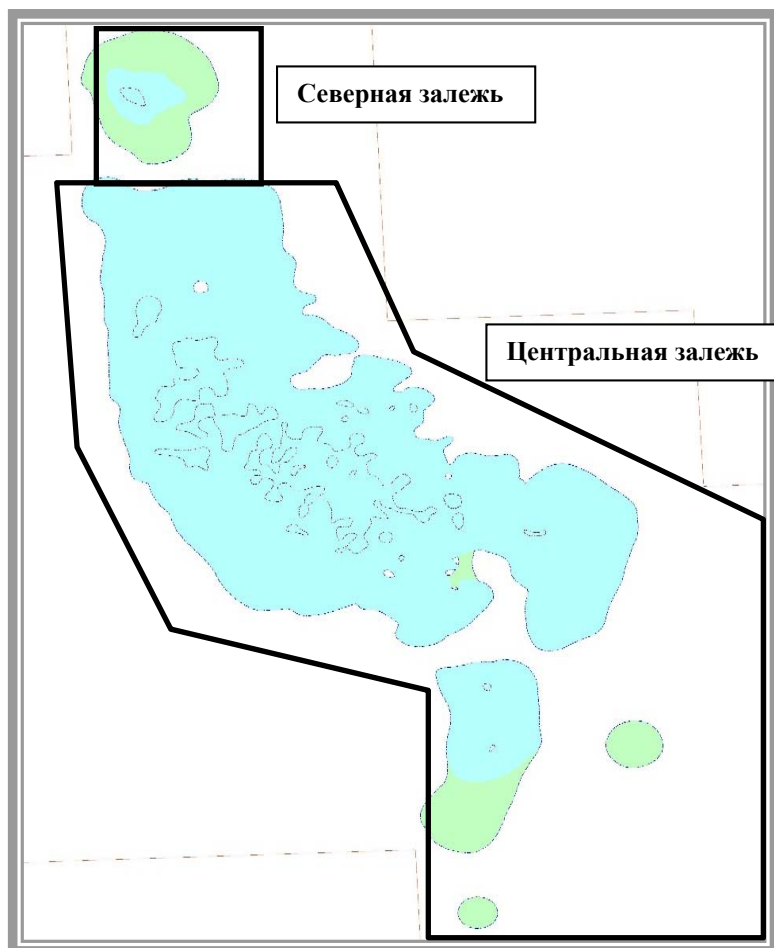


Рисунок 2. Схема выделенных участков гидродинамических моделей пласта БС₁₀

На основе полученных исследований можно сделать выводы: Обоснование физической модели фильтрационной среды и пластовых жидкостей осуществляется на основе анализа литотипа[1] слагающих коллекторов, режимов эксплуатации объекта, изменений в процессе эксплуатации пластовых условий. Поэтому для имитации процессов разработки пластов месторождения было принято решение использовать модель фильтрации двухфазной (углеводороды, вода) трехкомпонентной (нефть, вода, растворенный в нефти газ) слабосжимаемой жидкости в поровой среде (модель черной нелетучей нефти). Модели всех объектов одинарной (пористой) среды, изотермические.

Биографический список

1. Технические документы по разработки Дружного месторождения. – Тюмень: КогалымНИПИнефть, 2009-2011. – 276 с.
2. Бострыкин, А. А. Механика горных пород по разработке месторождений углеводородного сырья / А. А. Бострыкин, С. Г. Ашихмин. – Москва: Недра, 2008. – 316 с.

Научный руководитель: Савастыин М.Ю., к.т.н., доцент.

Анализ гидродинамических исследований на месторождении С.

Галеева А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современные гидродинамические методы исследования нефтяных и газовых скважин позволяют получать информацию о параметрах пластов, на основе учёта которых проектируются и осуществляются процессы технологии добычи нефти, составляются технологические схемы и проекты разработки, проводится анализ состояния разработки отдельных залежей [1]. К гидродинамическим методам относят методы, основанные на косвенном определении некоторых важных свойств продуктивных пластов по данным прямых измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неустойчивых процессах фильтрации жидкостей и газов в пласте [2].

Рассматриваемые в данной работе объекты разработки достаточно полно освещены в гидродинамических исследованиях, с начала периода разработки проведено свыше 270 исследований на стационарных режимах, и свыше 290 исследований на нестационарных режимах. Скважины с фонтанирующими притоками газа или жидкости исследовались при установившейся фильтрации с последовательным увеличением депрессии на 2-9 режимах. По результатам исследований на стационарных режимах строились индикаторные диаграммы в координатах $R_{пл}^2 - R_{заб}^2 = f(Q)$, а также преобразованные графики зависимости $\frac{\Delta P^2}{Q} = f(Q)$, из которых определялись коэффициенты фильтрационного сопротивления «а» и «в». При неполной стабилизации на режимах работы индикаторная диаграмма перестраивалась в координатах $\Delta P^2 - C = f(Q)$ и $\frac{\Delta P^2 - C}{Q} = f(Q)$.

При испытании отдельных объектов, по возможности, осуществлялось снятие кривой восстановления пластового давления (КВД). Пластовое давление определялось по КВД, обработанной методом Д. Хорнера. Ис-

следования объектов, из которых получены непереливающие притоки нефти, а также смешанные - нефти и воды, проводились методом восстановления уровня (КВУ).

Ниже представлен краткий анализ и обобщение результатов гидродинамических исследований скважин.

Как видно из таблицы 1, наилучшими фильтрационными параметрами, статистически подтвержденными, обладают IV объект, принадлежащий к залежам А и I объект, принадлежащий к залежам Б.

Таблица 1

Диапазон изменения и средние значения проводимости и проницаемости для объектов месторождения С.

Объект	Залежи А					Залежи Б				
	Кол-во интерпретаций	kh, мД·м		k, мД		Кол-во интерпретаций	kh, мД·м		k, мД	
		Диапазон	Среднее значение	Диапазон	Среднее значение		Диапазон	Среднее значение	Диапазон	Среднее значение
I	-	-	-	-	-	28	29 - 1120	365	2.9 - 50	14.8
II	1	-	427	-	35	18	39 - 254	86	2.7 - 26.5	6.3
III	2	15 - 71	43	1.7 - 5.5	3.6	2	88 - 236	162	12.6 - 22	17.3
IV	4	184 - 736	336	4.7 - 27.3	14					
V	4	2 - 110	38	0.2 - 11	3.3					

Характерное изменение фильтрационных коэффициентов и соответственно продуктивности скважин месторождения С. во времени представлено на рисунке 1 на примере скважины №101.

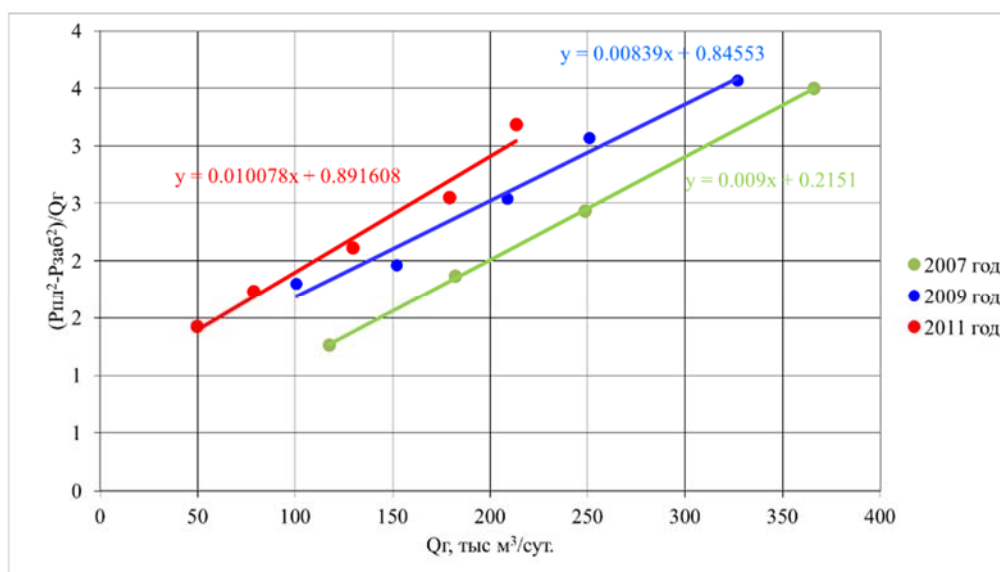


Рисунок 1. Динамика изменения фильтрационных коэффициентов по скважине 101

Анализ изменения динамики продуктивности на основе сопоставления результатов исследований ГДИ в целом по действующему фонду (Таблица 2), свидетельствует о снижении добывных возможностей действующего фонда скважин I объекта в начальный период освоения залежей при наращивании фонда. Данное обстоятельство связано с последовательностью их ввода, при котором в первую очередь подключались скважины с наиболее высокой продуктивностью, расположенные в центральной свободной части объекта. Кроме того, снижение продуктивности происходило и в результате обводнения скважин.

Таблица 2

Динамика средних значений фильтрационных сопротивлений по действующему фонду скважин I объекта залежей А

Дата	Кол-во скважин действующего фонда, ед.	Среднее пластовое давление в зоне отбора газа, МПа	Средние значения		Средний абсолютный свободный дебит	Приведенный абсолютный свободный дебит
			А	В		
01.01.2002	11	27.2	0.27	0.000083	1777	2029
01.01.2003	24	25.2	0.29	0.00010	1460	1865
01.01.2004	30	23.1	0.36	0.00017	1005	1461
01.01.2005	34	21.7	0.38	0.00021	846	1341
01.01.2006	35	20.9	0.41	0.00020	776	1318
01.01.2007	36	18.5	0.29	0.00020	770	1501
01.01.2008	34	16.8	0.31	0.00018	665	1537
01.01.2009	34	15.6	0.29	0.00017	615	1591
01.01.2010	35	14.4	0.35	0.00011	505	1655
01.01.2011	35	13.5	0.25	0.00015	553	1739
01.01.2012	34	12.8	0.22	0.00016	533	1757
01.01.2013	33	11.2	0.24	0.00017	412	1703
01.01.2014	26	10.1	0.17	0.00019	411	1759
01.01.2015	26	9.3	0.18	0.00016	364	1693

Проведенные, в период 2006-2007 гг., мероприятия по водоизоляции и интенсификации притока газа, позволили улучшить и стабилизировать среднюю продуктивность по группе скважин действующего фонда, о чем свидетельствуют приведенные к начальному пластовому давлению величины абсолютно свободного дебита, определенные по данным на установившихся режимах фильтрации. В последующий период, наблюдалось дальнейшее повышение продуктивной характеристики скважин I объекта, что связано с выбытием скважин из действующего фонда с низкой продуктивной характеристикой.

Таким образом, объем и качество проведенных гидродинамических исследований на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах месторождения С. следует признать удовлетворительным, что позволяет оценивать основные фильтрационные параметры пластов.

Библиографический список

1. Большая энциклопедия нефти и газа. [Электронный ресурс] URL: <http://www.ngpedia.ru/id69670p2.html>
2. Мои лекции. [Электронный ресурс] URL: <http://mylektsii.ru/2-64865.html>

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

Опыт применения технологий МГРП в России

Гартвик А.А., Курсанов М.С., Меженная Н.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В поисках методов оптимизации разработки нефтяных месторождений с применением систем гидроразрыва пласта Российские компании операторы сделали значительный прорыв. За все время в качестве опытно-промышленных работ было опробовано множество технологий. Одной из наиболее востребованной технологией на текущий момент является технология многоэтапного ГРП.

Сложности в реализации проектов многоэтапных ГРП комплексные: начиная от построения геологических моделей, просчет гидродинамических характеристик для выбора наиболее подходящей траектории и числа этапов ГРП, технико-технологическая оптимизация многоэтапного ГРП под конкретные условия, до оптимизации финансовых затрат и построение наиболее эффективной экономической модели, завязанной в первую очередь на добычу сырья.

На текущий момент в России представлено большое количество различных технологий для многостадийного ГРП. Выбор подходящей технологии является наиболее обсуждаемым вопросом для добывающих компаний.

Наиболее распространёнными подходами к проведению многостадийных ГРП являются:

– Применение технологий поэтапного ГРП с применением специальных пакерных компоновок, позволяющих разделять зоны ГРП путем изоляции интересующей зоны выше и ниже по стволу обсадной колонны. Такие технологии хорошо зарекомендовали себя в наклонно направленных скважинах, они позволяют проводить ГРП на одной компоновке без подъема инструмента из скважины, однако у таких компоновок есть свои ограничения, в частности максимальный зенитный угол и темп набора кривизны, что не дает возможность таким компоновкам работать в горизонтальных стволах [1].

– Системы многоэтапных ГРП с применением установок ГНКТ и абразивной перфорации. Такие технологии так же нашёл свое применение

в Западной Сибири и в определённых случаях являются предпочтительными, а порой единственным методом (старый фонд). Ограничением по применению таких технологий является конструкция и кривизна скважины, а также длина горизонтального участка ствола скважины. Безусловно, существует и положительный опыт работ в горизонтальных участках, однако экономическая модель таких технологий является не конкурентной.

– Применение компоновок заканчивания скважин с применением портов для поэтапного ГРП активируемых механически с применением шаров. Одна из наиболее традиционных технологий многоэтапного ГРП во всем мире, для горизонтальных скважин. Такие технологии имеют огромный ряд преимуществ перед остальными, однако есть и ограничения, связанные в первую очередь с номинальным диаметром открытого, горизонтального ствола скважины, который влияет на максимальное количество портов (количеством поэтапных операций), а также необходимостью извлечения шаров из скважины по окончании процесса ГРП, что в свою очередь является отдельной технологией и порой требует весьма серьезных затрат. Существенным ограничением является необходимость разбуривания портов и седел для возможности проводить какие-либо дополнительные операции в горизонтальном стволе скважины.

– Применение компоновок заканчивания скважин с применением портов для поэтапного ГРП активируемых гидравлически. Сама идея гидравлически активируемых портов не нова и используется уже много лет в нефтяной промышленности в частности в цементировании скважин. Внедрение этих подходов для процесса ГРП позволило создать еще один вид конкурентного направления в технологиях многостадийных ГРП.

Таким образом, переход от опытно-промышленных работ к процессу мультиплицирования той или иной технологии должен быть обоснован и взвешен со всех сторон [2].

Библиографический список

1. Кудря, С. С. Опыт применения новой технологии разрывных портов (BPS™) для многостадийного ГРП в России [Текст] / С. С. Кудря, К. Н. Байдюков, М. И. Самойлов // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. – Москва, 2016. – 11 с.

2. Кудря, С. С. Опыт проведения МГРП с 20-ю и более стадиями на Самотлорском месторождении [Текст] / С. С. Кудря, К. Н. Байдюков, М. И. Самойлов // Инженерная практика. – 2014. – № 12. – С. 78-83.

Программная симуляция работы буровой установки

Геймур В.О., Устинов С.О., Хасанов Р.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Добыча углеводородов все еще сохраняет большую роль в экономике России. При этом известно, что Западная Сибирь в настоящее время составляет порядка 75% от всей добываемой в стране нефти и более 90% природного газа. Сохранение таких объемов добычи обеспечивается высоким темпом разбуривания новых добывающих скважин. В то же время известно, что сложность строительства таких объектов в последние годы существенно возросла. Глубины залегания продуктивных пластов неуклонно растут, а необходимые конфигурации стволов скважин усложняются [1].

Обеспечение эффективного и безопасного бурения в таких условиях становится все более актуальной задачей. Исследованием проблем бурения и процессами оптимизации в разное время занимались такие исследователи как Р.М. Эйгелес, Р.В. Стрекалова, М.Г. Бингхем, Ю.Ф. Алексеев, Л.А. Шрайнер, В.М. Спасибов и др.

Основные мировые тенденции в совершенствовании технологии бурения скважин связаны с созданием и модернизацией породоразрушающего инструмента, разработкой новых буровых и тампонажных растворов, проектированием роботизированных буровых установок с использованием современных технических средств, внедрением современных систем автоматизированного управления.

Из дискретного характера процесса углубления скважины следует, что основная задача – достижение проектной глубины ствола скважины – подвергается декомпозиции на ряд частных задач, общим для которых является оптимизация (минимизация) затрат времени или ресурсов на проведение технологических операций с соблюдением существующих технологических ограничений. К наиболее важным операциям относятся: механическое бурение, промывка, спускоподъемные операции (СПО), цементирование, геофизические работы.

Оптимизация процесса проходки скважины, по разным данным, может снизить стоимость скважины в 1,5-2 раза. При этом сама задача оптимизации процесса бурения подразделяется на два уровня. На первом уровне предполагается подбор оптимальной буровой техники в зависимости от условий бурения, на втором – автоматизированное управление процессом бурения в соответствии с выбранными критериями оптимизации [2].

Буровая техника подбирается с учетом конструкции скважины, глубины и способа бурения. Производится расчет необходимых мощностей приводов механизмов с учетом их резервирования. С целью сокращения времени и человеческих ресурсов необходимо идентифицировать критерии оптимизации для выбора наиболее оптимального режима проходки скважины. Это обусловлено тем, что выбранный согласно геолого-

технологического наряда режим бурения имеет риск не соответствовать текущей тактической задаче, следовательно, он должен подлежать оперативной коррекции путем изменения управляющего воздействия (нагрузка на долото, скорость вращения долота, расход жидкости) [3]. Это производится для обеспечения адаптации параметров бурения к изменяющимся забойным условиям, которые трудно предусмотреть. Решение данной задачи возможно с использованием технических средств автоматизации.

Современная компьютерная техника способствует созданию благоприятных условий для интенсивного внедрения автоматизированных систем, которые, обеспечивая снижение удельных эксплуатационных затрат на строительство скважин, привлекают внимание заинтересованных фирм. Среди специалистов отрасли существует мнение, что в ближайшие годы автоматизация производств, в том числе с применением интеллектуальных систем управления, станет приоритетным путем развития техники бурения и все больше буровых установок будет модернизировано. В силу этого научные специалисты обращают все большее внимание на проблему выбора наиболее оптимальных режимов управления процессом углубления скважин [4]. Однако обзор имеющихся научных трудов выявляет фрагментарный характер имеющихся исследований. Присутствующие в них в виде программных и технических средств решения являются конфиденциальной собственностью ведущих зарубежных нефтедобывающих компаний. Поэтому возникает необходимость в создании общедоступных средств для моделирования процессов, применяемых в строительстве скважин.

Оптимизация процесса строительства скважин и в частности бурения требует рационального, комплексного подхода, позволяющего снизить капитальные затраты на строительство скважин [5]. Необходимо обеспечить выбор лучших типов долот и оптимальных режимных параметров бурения, оптимизировать конструкцию шарошек, обеспечить надежную передачу информации с забоя на устье скважины, применить принципы адаптивных систем управления, модернизировать буровое оборудование. Успешное решение данных задач возможно путем организации автоматического или автоматизированного управления подсистем идентификации, оптимизации и адаптации, а также при выявлении закономерностей в процессе бурения на основе уточнения его моделей [6]. Вариантом применения таких моделей может быть обучающая программа для буровой бригады, симулирующая процесс бурения.

Несмотря на то, что бурильщики проходят специализированное обучение в высших учебных заведениях и на курсах повышения квалификации, непосредственно на рабочем месте им зачастую приходится иметь дело с новым для них оборудованием, так как буровые установки с каждым годом модернизируются, и их техническое оснащение и функционал становятся более разнообразными и сложными. Кроме того, вследствие вахтового метода работы, когда имеют место достаточно большие перерывы в

профессиональной деятельности, у некоторых бурильщиков возникают трудности при работе с уже известным оборудованием. Данные факты указывают на обоснованность внедрения на АРМ бурильщика обучающего режима, позволяющего освежить или приобрести навыки и знания по работе с технологически сложным оборудованием буровой установки посредством симулирования перечисленных технологических операций. Более того, модели процесса бурения, заложенные в данный симулятор, могут учитывать геофизические свойства именно тех пород, с которыми бурильщику предстоит иметь дело на данном рабочем месте, что сделает процесс обучения еще более эффективным.

Библиографический список

1. Кульчицкий, В. В. Учебное пособие «Методическое и информационное обеспечение бурового супервайзера» / В. В. Кульчицкий, А. С. Ларионов, Д. В. Гришин, В. Л. Александров – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2010. – 252 с.
2. Aldred W. et al. Drilling Automation // Oilfield Review, Summer. – 2012. – Vol. 24. – P. 18-27.
3. Zamora, M. Developing a drilling automation / Zamora M., Geehan T. – 2013. – 14 p.
4. Кузнецов, В. А. Моделирование процесса бурения глубоких скважин / В. А. Кузнецов, К. В. Фролов // Математическое моделирование и краевые задачи. – 2007. Ч.2. – С. 83–86.
5. Балаба, В. И. Обеспечение результативности и эффективности бурения нефтяных и газовых скважин на основе системного подхода / Диссертация на соискание уч. степени д.т.н. по спец. 25.00.15. – М. – 2010. – 318 с.
6. Эйгелес, Р. М. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин / Р. М. Эйгелес, Р. В. Стрекалова – М., «Недра», – 1977. – 200 с.

Научный руководитель: Козлов В.В., канд. тех. наук, доцент

Технология оснащения газовых скважин концентрической лифтовой колонной без глушения

Герасимов А.В., Склюев А.А., Винник С.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В течение нескольких десятилетий в процессе эксплуатации скважин, добывающих газ из сеноманской залежи Уренгойском месторождения, особых проблем не возникало. Высокие энергетические возможности и достаточное количество резервных скважин позволяли добывать запла-

нированные объемы газа за счет использования традиционных технологий эксплуатации скважин, но с середины 90-х годов прошлого столетия ситуация резко изменилась. Пластовое давление, а соответственно и дебиты скважин значительно снизились. Обеспечить стабильную работу скважин в сложившейся ситуации в течение последующих лет возможно только за счет комплексного использования традиционных и вновь создаваемых технологий эксплуатации скважин. Основными осложнениями при эксплуатации скважин сеноманской залежи как Уренгойского, так и подобных Медвежьего, Ямбургского и других, на завершающей стадии эксплуатации являются скопление жидкости на забое и самопроизвольная остановка. Для эксплуатации таких скважин, работающих в режиме периодических остановок, сегодня применяют такие технологии как:

- периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу;
- обработка забоя скважин твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами (ПАВ), как в сочетании с продувкой, так и без;
- замена насосно-компрессорных труб (НКТ) на трубы меньшего диаметра;
- применение плунжерного лифта;
- циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство;
- использование концентрического лифта.

Данная статья посвящена эксплуатации скважин по технологии концентрического лифта, а именно реконструкции без глушения.

Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК) представляет собой процесс, в котором природный газ, поступающий из пласта в скважину, разделяется на два потока, которые одновременно поднимаются как по центральной лифтовой колонне (ЦЛК), так и по основной лифтовой колонне (ОЛК), размещенными одна в другой и соприкасающимися в нижней части между собой [2]. Потoki газа после подъема на дневную поверхность соединяются и поступают в один газосбросный коллектор [3].

На двух скважинах Медвежьего месторождения проводились испытания данной технологии и оборудования для эксплуатации обводняющихся скважин. В целом результаты испытаний по одной скважине признаны положительными, по другой скважине требуется проведение дополнительного анализа полученных данных. В качестве положительного момента необходимо отметить сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу. Существенным недостатком, выявленным в результате полученного опыта на Медвежьем месторождении, является необходимость глушения скважины и вытекающее негативное воздействие на ПЗП технологической жидкостью, а также длительный простой скважины (от 1 до 3 месяцев) со значительными капитальными затратами (более 20 млн.рублей). Последующий выход скважины на рабочий режим может растянуться на месяцы, не исключается невозможность достижения доремонт-

ной продуктивности, но, эффективность технологии концентрического лифта может быть значительно выше, если решить задачу реализации спуска дополнительной лифтовой колонны без проведения капитального ремонта и глушения. Для проведения работ по спуску трубы в существующую лифтовую колонну без глушения скважины, компанией ООО «Псковгеокабель» была разработана специальная труба, которая не имеет соединительных муфт и спускается в скважину одним отрезком.

Использование полимерных грузонесущих труб в качестве центральной лифтовой колонны имеет ряд очевидных преимуществ [1]:

- более продолжительный срок службы (до 100 лет);
- высокая стойкость ко многим агрессивным средам, а также низкие адгезионные свойства;
- высокие гидродинамические характеристики и хорошие теплоизолирующие свойства;
- возможность изготовления трубы отрезками до 2000 м;
- вес полиэтиленовых армированных труб в 2-4 раза меньше стальных, что существенно облегчает их транспортировку, монтаж и снижает требования к прочности несущих конструкций.

Спуск полимерной трубы в скважину одним отрезком осуществляется с помощью мобильного комплекса МКРС-20, который состоит из следующего оборудования [1]:

- Трубодержатель для КЛК;
- Превентора четырех планшетные с рабочим давлением 21 МПа;
- Герметизатор двух камерный с рабочим давлением 14 МПа;
- Инжектор;
- Вышка для монтажа инжектора;
- Технологические шланги;
- Гидростанция с системой управления.

Работа по спуску центральной лифтовой колонны без глушения выполняется в следующей последовательности [1]:

- сначала выполняют закрытие коренной задвижки и снижают избыточное давление в фонтанной арматуре до атмосферного;
- далее осуществляют демонтаж буферной задвижки и монтаж на крестовину фонтанной арматуры (ФА) дополнительной секции ФА с трубодержателем и задвижки;
- после проводится монтаж блока превенторов, герметизатора, сборка инжектора с помощью подъемного крана, опрессовка на рабочее давление;
- далее оборудуют башмак ЦЛК трехпозиционным клапаном (положение клапана закрыто) или срезным седлом и опрессовку ЦЛК;
- после чего осуществляют вымотку армированной полимерной трубы до рабочей площадки и подачу трубы через направляющую с помощью подъемного крана;

- далее вводят нижнюю часть трубы в инжектор и спускают трубу через инжектор и противовыбросовое оборудование (ПВО) до коренной задвижки ФА;
- осуществляют опрессовку противовыбросового оборудования и ЦЛК на полуторократное от максимального ожидаемого давления;
- открывают коренную задвижку ФА и спускают ЦЛК в скважину.

В целом внедрение технологии концентрического лифта с армированными полимерными трубами без глушения, позволяет многократно снизить трудоемкость, продолжительность (до трех суток) и стоимость работ, устранить необходимость в глушении и освоении скважины, и как следствие, предотвратить негативное воздействие на окружающую среду.

Библиографический список

1. Саранча, А. В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, И. С. Саранча, Д. А. Митрофанов // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 211.

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

Методы локализации остаточных запасов нефти

Гольцов А.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

С проблемой локализации и последующей выработки остаточных запасов нефти регулярно сталкиваются как проектные организации, так и недропользователи. Примечательно, но совокупная доля месторождений, имеющих сложную структуру остаточных запасов, составляет порядка 60% [1] от общей годовой добычи нефти в России.

Сегодня существует ряд методов, направленных на локализацию остаточных запасов нефти.

Наиболее распространенным из них является метод численного трехмерного моделирования [2], позволяющий создать объемную имитацию месторождения и симитировать протекающие в продуктивных пластах процессы. Геологические и фильтрационные 3D-модели – сосредоточение колоссального объема информации. Качество моделей зависит от многих факторов: достоверности входных данных; используемых методов прогнозирования параметров в межскважинной области; способов адаптации работы скважин на фактическую историю разработки и т.д. Безусловно, к достоинствам данного метода следует отнести возможность использования различных моделей фильтрации и комплексное моделирование физико-химических процессов, протекающих в недрах. Помимо этого, модели уточняются и кор-

ректируются на протяжении всего периода разработки по мере поступления новой информации по запасам, исследованиям керна и пластовых флюидов, истории фактической эксплуатации скважин и др.

На текущий момент трехмерные фильтрационные модели являются неотъемлемой частью проектных документов на разработку, а также служат для постоянного сопровождения разработки и принятия решений. При условии достаточности данных и правильном применении инструментов моделирования можно говорить о том, что трехмерные модели пригодны для работы с остаточными запасами нефти.

Суть прочих, авторских, методов, заключается в построении карт текущей выработки запасов – для этого определяется нефтенасыщенность пласта в пределах конкретной скважины, производится интерполяция данного параметра на межскважинное пространство.

Одних из таких методов является метод Баталова-Стрекалова [3], особенностью которого служит комплексирование методов ГДИ (на установившихся режимах отбора/закачки) и результатов лабораторных исследований керна (ОФП) для определения текущей нефтенасыщенности пласта.

Метод ЗАО «ТИНГ» [4] позволяет совместно с проведением анализа промысловых данных и построением гидродинамической модели использовать результаты ПГИ (неработающие интервалы коллектора) для воспроизведения выработки продуктивного пласта с учетом его охвата по разрезу.

Помимо вышеописанных методов, для работы с остаточными запасами нефти разработана методика [5] по управлению сложившейся системой заводнения на основе прокси-моделирования. Суть методики заключается в осуществлении комплексного геолого-промыслового анализа, расчете оптимальных приемистостей нагнетательных скважин с помощью прокси-моделирования и достижения требуемых приемистостей путем проведения ГТМ.

Данная методика показала эффективность в ходе апробации на опытно-промышленном участке одного из месторождений Западной Сибири, позволив замедлить темп падения добычи и получить дополнительно порядка 70 тыс. т нефти с сохраняющимся эффектом.

Библиографический список

1. Шпуров, И. В. Нефть: структура и тенденции изменения сырьевой базы России [Текст] / И. В. Шпуров // Недропользование – XXI век. – 2015. – № 3. – С. 40-46.
2. Применение гидродинамического моделирования на протяжении всего периода разработки коллектора [Текст] / Г. Адамсон [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 1997. – № 2. – С. 38-51.
3. Баталов, Д. А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки [Текст]: автореф. дис. ...к-та техн. наук: 25.00.17 / Д. А. Баталов; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2015. – 26 с.

4. Кибирев, А. В. Применение результатов ПГИ для воспроизведения структуры остаточных запасов в гидродинамической модели (на примере Трехозерного месторождения) [Текст] / А. В. Кибирев, А. А. Клочков, А. Г. Выдрин // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений / под. общ. ред. Л. С. Бриллианта. – Тюмень: Цессия. – 2012. – С. 104-113.

5. Система принятия решений при оперативном управлении заводнением на основе прокси-моделей, апробированная на одном из месторождений ХМАО [Текст] / Л. С. Бриллиант [и др.] // Недропользование – XXI век. – 2016. – № 5. – С. 88-99.

Научный руководитель: Грачев С.И., д.т.н., профессор.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в условиях низкопроницаемых залежей и используемые технические средства

Грибок Н.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В условиях низкопроницаемых расчлененных залежей ГРП является наиболее приемлемым и действенным инструментом воздействия на пласт и влияет не только на текущие показатели отборов, но и на конечную нефтеотдачу пласта. Мероприятия по глубокопроникающему гидроразрыву воздействуют как на призабойную зону, так и на пласт, они приводят к увеличению коэффициентов охвата и заводнения.

ГРП обеспечивает увеличение коэффициента извлечения нефти. Гидроразрыв пласта при большой степени прерывистости коллекторов и больших длинах трещин ГРП может обеспечивать подключение гидродинамически изолированных пропластков, линз, не охваченных заводнением.

Ключевым направлением роста добычи является гидравлический разрыв пласта. Технологии ГРП заключается в закачке жидкости гидроразрыва и расклинивающего агента (проппанта), для создания высокопроводимой трещины в продуктивной зоне пласта, через которую будет осуществляться добыча углеводородов.

Во время проведения гидравлического разрыва пласта используется жидкость гидроразрыва согласно лабораторному отчету по подбору оптимальной жидкости для данного источника воды и пластовых условий.

В зависимости от параметров пласта и характера проведения работы могут быть использованы следующие химические реагенты:

- L001 (лимонная кислота);
- A260, A262, A270 (ингибитор коррозии);
- W054 (деэмульгатор);

- F103 (пенообразователь);
- D175 (пеногаситель);
- M275 (бактерицид)
- J580 (геллирующий агент)
- J576 (гелирующий агент)
- WCS100 (стабилизатор глини)
- WNE-135 (пенообразователь)
- WBCAP-НТ (капсулированный деструктор)
- J569 (капсулированный деструктор)
- J475 (капсулированный деструктор)
- J218 (деструктор)
- B304 (деструктор)
- J566 (пенообразователь)
- ЕВА (усилитель деструктора)

и другие согласно отчета лаборатории.

При помощи систем регистрации данных производится запись и контроль технологических параметров.

Во время производства гидравлического разрыва пласта используется следующее технологическое оборудование:

- Насосный агрегат высокого давления
- Смесительный агрегат
- Гелатирующая емкость
- Агрегат подачи сыпучих материалов
- Агрегат подачи жидких реагентов
- Емкости под жидкость гидроразрыва

Сегодня без гидроразрыва не обойтись. Этот метод, позволяющий получить существенный и достаточно продолжительный эффект. Технология применения выбирается индивидуально для каждого пласта и скважины, при этом проводится большой объем подготовительных работ, включающих сбор и анализ данных геологических, геофизических и петрофизических исследований, а также данных по проведению микро- и минигидроразрывов, предшествующих основному ГРП.

Библиографический список

1. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта [Текст] : Учебное пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве / П. М. Усачев. – Недра – Москва: Недра, 1986. – 165 с.

2. Малышев, А.Г. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» [Текст] / А. Г. Малышев, В. Н. Журба, Н. Н. Сальников // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 46-52.

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

Определение и построение зависимости капиллярное давление – водонасыщенность методом ртутной порометрии

Давиденков А.Ю., Наумов А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для построения зависимости капиллярное давление – водонасыщенность в лаборатории на кернях используют различные методы, такие как метод центрифугирования, полупроницаемой мембраны и ртутная порометрия.

Пожалуй, самый быстрый и простой лабораторный метод получения данных капиллярного давления – это ртутная порометрия. Ртуть вдавливаются в высушенный и очищенный образец при ступенчатом повышении давления, при этом на каждом этапе повышения давления измеряется количество ртути, проникшей в образец. Поскольку ртуть является несмачиваемой фазой, то возможно косвенно измерить коэффициент текущей водонасыщенности. Данная методика является достаточно быстрой и позволяющей для каждого образца производить по 20 – 30 замеров. Есть и недостатки метода:

- после измерений образцы становятся непригодными для дальнейших исследований;
- необходимо всегда вносить поправку на смачиваемость;
- при работе с ртутью необходимо строго соблюдать правила техники безопасности, так как пары ртути токсичны.

Для проведения ртутной капилляриметрии керн необходимо очистить, высушить, определить объем его пор и проницаемость. Если при предыдущих исследованиях данного керна использовались жидкости, то перед проведением измерений керн снова высушивают. Образец керна необходимо поместить в ртутный капилляриметр в камеру для образцов, где создают вакуум и в образцы подают порции ртути. Регистрируют давление, необходимое для вдавливания каждой порции. По графику зависимости приращений объема пор от давления вдавливания, наносят полученную кривую зависимости между капиллярным давлением и насыщенностью образца ртутью (рисунок 1, кривая 1). Чтобы началось вдавливание ртути в образец, необходимо создать некоторое пороговое давление $P_{пр}$. После того как объем вдавленной ртути достигает предельной величины (насыщенность = S_{max}) и больше не увеличивается с увеличением давления, можно путем ступенчатого понижения давления и регистрации вытекающего объема из образца ртути, получить кривую изменения капиллярного давления для случая вытекания ртути (рисунок 1, кривая 2). В процессе этого исследования будет достигнут предел, когда ртуть прекратит выходить из образца при полном снижении давления (некоторая точка с нулевым давлением и насыщенностью S_{min}). Третью кривую капиллярного давления получают, если ртуть повторно вдавливать путем ступенчатого повышения давления от нуля до максимального, соответствующего насыщенности S_{imax} (рисунок 1, кривая 3).

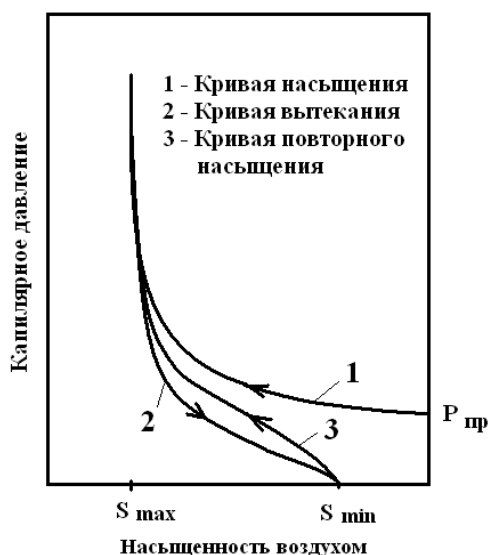


Рисунок 1. Кривые капиллярного давления для системы ртуть-воздух

Замкнутая петля, образуемая кривыми для случаев выхода ртути и повторного ее вдавливания (кривые 2 и 3 на рисунке 1), - это характерная гистерезисная петля капиллярного давления. Ртуть является несмачивающей фазой, поэтому петля гистерезиса располагается в области положительных давлений при всех значениях насыщенности.

Для того чтобы преобразовать данные ртутной порометрии в кривые капиллярного давления для системы вода-нефть или вода-воздух, их нормируют с использованием J-функции Леверетта:

$$J = \frac{P_k}{\sigma \cdot \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{m}} \quad (1)$$

где m – пористость образца, д.е.; k – абсолютная проницаемость образца, мДа.

Капиллярное давление, преобразовывается из данных ртутной капилляриметрии, для представления гидрофильных систем вода-нефть или вода-воздух, с помощью следующего уравнения:

$$P_{k(в-н)} = -(\sigma_{в-н} \cdot \cos \theta_{в-н}) \cdot \left(\frac{P_{k(р-воздух)}}{\sigma_{р-воздух} \cdot \cos \theta_{р-воздух}} \right) \cdot \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (2)$$

где $P_{k(в-н)}$ – капиллярное давление в системе вода-нефть; $P_{k(р-воздух)}$ – капиллярное давление в системе ртуть-воздух; k – абсолютная проницаемость, мДа; $\sigma_{в-н}$ – поверхностное натяжение системы вода-нефть, мН/м (10^{-3} Н/м).

Пример расчета. По данным ртутной порометрии были получены данные представленные в таблице 1.

Рассчитаем соответствующую кривую капиллярных давлений в системе вода-нефть, используя формулу (2) для случая сильно гидрофильной породы, если поверхностное натяжение на контакте вода-нефть равно 37

мН/м, краевой угол смачивания системы вода-нефть равен 0° , пористость равна 20 %, проницаемость равна 25 мДа, поверхностное натяжение на контакте ртуть-воздух равно 465 мН/м, краевой угол смачивания системы ртуть-воздух равен 140° . Полученные данные представлены в таблице 1 (расчетные данные) и на рисунке 2.

Таблица 1

Исходные данные к расчету

Насыщенность ртутью (S_p), д.е.	Насыщенность воздухом ($S_{\text{воздух}}$), д.е.	Капиллярное давление в системе ртуть-воздух ($P_{\text{к(р-воздух)}}$), кПа
0,05	0,95	4,3
0,40	0,60	8,4
0,50	0,50	20,7
0,55	0,45	40,1
0,60	0,40	80,5
0,65	0,35	220,3
Расчетные данные		
Насыщенность нефтью (S_n), д.е.	Насыщенность водой (S_w), д.е.	Капиллярное давление в системе вода-нефть ($P_{\text{к(в-н)}}$), кПа
0,05	0,95	4,99
0,40	0,60	9,75
0,50	0,50	24,04
0,55	0,45	46,57
0,60	0,40	93,49
0,65	0,35	255,84

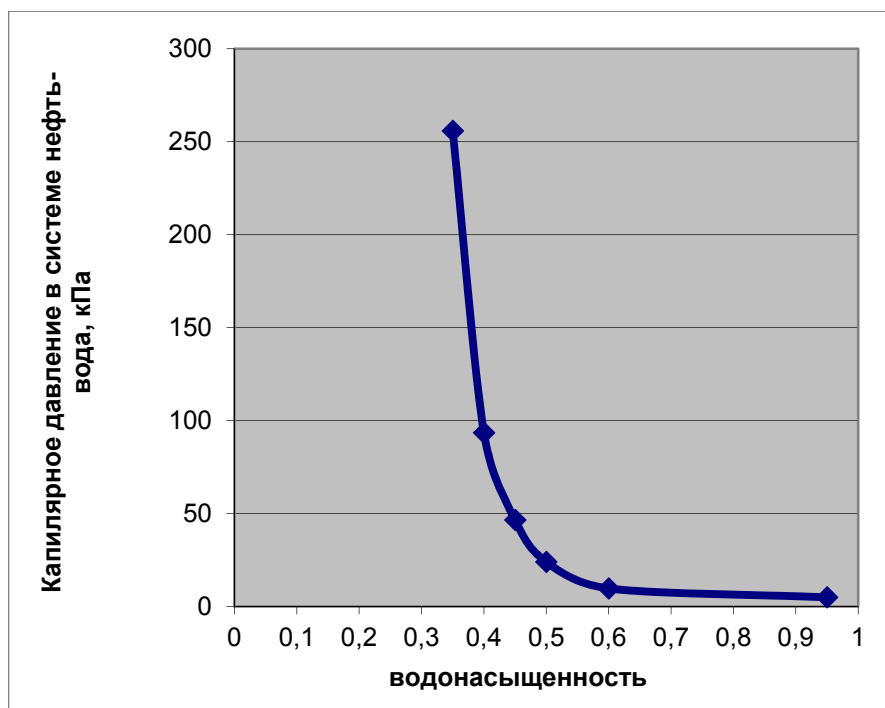


Рисунок 2. Кривая капиллярного давления в системе нефть-вода

Библиографический список

1. Костиненко, Л. Системный подход к изучению пластов / Л. Костиненко – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400 с.

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

Устьевой пробоотборник со статическим смесителем

Давлетшин И.Н.¹, Тсига Н.²

¹*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа;*

²*Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа*

Контроль обводненности скважинной продукции является важной частью разработки нефтяных месторождений. Необходимо своевременно принимать решения по снижению темпа обводнения скважины. За относительно небольшой срок обводненность добываемой продукции может увеличиться, и эксплуатация скважины станет нерентабельной. Благодаря контролю над изменением динамики обводненности разрабатываемых месторождений, можно подобрать наиболее правильный режим эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин [1].

Отбор проб на устье с применением пробоотборников является основным методом контроля обводненности пластовой жидкости. Применение обычных пробоотборников не дает достоверную информацию. Это связано с неоднородностью жидкости, поступающей с нефтяных коллекторов. Показания обводненности могут колебаться в больших пределах. Возникает погрешность, которая существенно сказывается на определении такого важного показателя как средняя обводненность за месяц. В последние годы появилось большое количество новых методов эксплуатации скважин, направленных на снижение обводненности продукции скважин, одним из которых является способ применения пробоотборников со статическим смесителем [2].

Пробоотборник с помощью вмонтированных в корпус устройств позволяет за счет гидродинамической энергии потока обеспечить равномерное распределение нефти, газа и воды по поперечному сечению трубопровода, что в результате приводит к адекватности состава пробы продукции из скважины.

На рисунке 1 изображена диаграмма, по которой можно заметить, как стабилизировались показатели обводненности нефтяной продукции на скважине 507чуб. компании «ЮКОС». До установки пробоотборника с неподвижными смешивающими элементами обводненность по данным ла-

бораторных исследований колебалась от 6% до 93%, после установки – от 87% до 90%. Отбор проб проводился через каждые 30 минут [3].

По данной диаграмме можно судить о значительной эффективности применения пробоотборников со статическими элементами.

Из-за наличия в пробоотборнике смешивающих элементов, повышается гидравлическое сопротивление движению потока среды. При разработке конструкции данных устройств, необходимо обеспечить создание минимального перепада давления и высокую эффективность смешения.



Рисунок 1. Диаграмма изменения обводненности нефти до и после установки пробоотборника со статическим смесителем [3]

Существует большое количество конструкций статических смесителей. По геометрии смешивающих элементов их можно разделить на пластинчатые, винтовые, насадочные, поточные и форсуночные [2]. В зависимости от свойств смешиваемых компонентов, режима течения потока среды и допустимого перепада давления, выбираются те или иные конструктивные исполнения.

Для смешения нефти и воды целесообразно применять пластинчатые смесители с дисковыми вставками. Разработан пробоотборник со статическим смесителем такой конструкции [4]. Он включает в себя корпус с фланцами, в котором размещено смесительное устройство и пробозаборную трубку с пробковым краном. Пассивный турбулизирующий диспергатор состоит из трех сборочных единиц. Первая сборочная единица – это пластинчатые смесители. Вторая сборочная единица образована дисками, имеющими вырезы и поочередно закрепленными между собой. Вырезы образуют каналы для прохода жидкости. Диски расположены под углом к

образующей цилиндра корпуса смесителя. Смеситель выполнен по известной схеме статических смесителей S-Mix [2].

Третья сборочная единица состоит из перпендикулярно установленных относительно оси пробоотборника дисков с каналами.

Работает пробоотборник следующим образом. Продукция скважины входит в пробоотборник. На первой пластине поток перемешивается за счет направления его встречно вверх и вниз. На следующей пластине взаимодействуют боковые потоки, которые направляются друг на друга. В смесителе S-Mix эффект смешения достигается за счет многократного деления потока и направленного изменения вектора его скорости. Далее жидкость проходит через отверстия дисковых смесителей, где происходит перемешивание потока локально после каждого диска. В итоге, пройдя через три сборочные единицы смешения, поток к пробоотборной трубке поступает тщательно перемешанным. При этом обеспечивается незначительный перепад давления потока.

Данный пробоотборник успешно используется на месторождениях компании «Роснефть».

В данной статье была рассмотрена одна из проблем нефтегазовой отрасли. Достоверный контроль за обводненностью скважины является важной частью разработки нефтяных месторождений. В качестве решения данной проблемы было рекомендовано применение пробоотборника со статическим смесителем. Он обеспечивает равномерное распределение нефти, воды и газа в потоке, что значительно повышает достоверность информации о обводненности скважины при отборе пробы.

Библиографический список

1. Самойлов, Д. Ю. Измерение обводненности на устье добывающих скважин / Д.Ю. Самойлов, В.В. Самойлов // Экспозиция Нефть ГАЗ. – 2016. – № 49. – С. 85-88.

2. Алексеев, К. А. Гидродинамика потока в статических смесителях насадочного типа: дисс. ... канд. техн. наук. 05.17.08 / Алексеев Константин Андреевич. – Казань, 2016. – 167 с.

3. НПП «СИГМА-С». Пробоотборник обводненной нефти ППЖР-01 [Электронный ресурс] / <http://sigmas.nt-rt.ru> // Официальный сайт компании «СИГМА-С». Режим доступа: <http://sigmas.nt-rt.ru/images/manuals/inform%20probootb.pdf>

4. Инжиниринговая компания «ИНКОМП-Нефть». Пробоотборник промысловой жидкости [Электронный ресурс] / <http://incompneft.ru> // Официальный сайт компании «ИНКОМП-Нефть». Режим доступа: <http://incompneft.ru/wp-content/uploads/2017/03/Prezentatsiya-Produktsiya-29.08.161-watermark.pdf>

Научный руководитель: Шайдаков В.В., доктор техн. наук, профессор.

Моделирование вытеснения нефти из нетрадиционных коллекторов

Джамалутин В.М., Тарканов А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

К нетрадиционным коллекторам принято относить залежи с низкими фильтрационными свойствами. Запасы углеводородов в подобных залежах, согласно различным источникам, весьма велики. Извлечение углеводородов осложнено геологической особенностью строения коллекторов, ФЕС, физическими свойствами нефти. Например, залежи высоковязкой нефти характеризуются достаточно высокой проницаемостью. Однако, движение флюидов в нетрадиционных коллекторах обладают общими свойствами – классический закон фильтрации Дарси не выполняется. Для низкопроницаемых коллекторов нарушается нижний предел применимости закона Дарси, для высокопроницаемых залежей высоковязких нефтей основную роль в нарушении закона Дарси играет низкая подвижность флюидов [1].

Низкопроницаемые коллекторы (НПК) характерны высоким содержанием остаточной воды, которая определяется содержанием в породе глинистых минералов и удельной поверхностью. Форма кривых фазовых проницаемостей для воды и нефти связана с типом, распределением и количеством глинистого материала. Обработка кривых фазовых проницаемостей, добытых методом стационарной фильтрации, указывает на смещение точки остаточной водонасыщенности в зону повышенных значений водонасыщенности с повышением содержания цемента в образце. Двухфазное течение характеризуется большими значениями относительной проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности с пониженными относительными проницаемостями для воды при остаточной нефтенасыщенности, составляющей 33—37% объема пор. Коэффициент вытеснения нефти соответственно убавляется при росте содержания связанной воды. Интересную разновидность НПК составляют породы с двухмодальным распределением пор по размерам: часть пустотного пространства состоит из крупных проводящих каналов, а другая часть — из мелких пор. Наличие обеих систем поровых каналов различных размеров, что доказывалось, как правило, переломом на капиллярной кривой, сводится к тому, что в период формирования залежи нефтью заполняется лишь система больших пор, мелкие поры продолжают быть заполненными водой, подвижной в том числе. Поэтому вытеснение нефти водой из подобных пор характерно отсутствием безводного периода, т. е. изначально в процессе вытеснения в выходящей продукции нет воды. Кроме структурных характеристик порового пространства НПК, на свойства совместной фильтрации и механизм вытеснения нефти проявляет значительное, а порой и решающее влияние на характер смачивания поверхности, т.е. гидрофобность или гидрофильность коллектора. В гидрофильных НПК первого типа вытесняется

нефть только из очень больших поровых каналов. Связанная вода в подобных коллекторах, капельно распределена в больших порах, о чем косвенно доказывают низкие показатели проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности $\sigma < 0,5$. Вытеснение нефти сопровождается резким возрастанием проницаемости для воды, а область двухфазного течения весьма узкая ($\Delta\sigma \leq 20\%$). Для НПК с двухмодальным распределением пор справедливо такое же положение [2].

В работе [1] рассмотрено уравнение пьезопроводности воды, вытесняющей нефть с учетом изменения коэффициента водонасыщенности:

$$r \frac{\partial p_b}{\partial t} = \chi_b H \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_b}{\partial r} + r g \right) + r \left(\frac{\partial^2 p_b}{\partial z^2} - \frac{\partial g}{\partial z} \right) \right], \quad (1)$$

где p_b – текущее давление закачиваемой воды, χ_b – коэффициент пьезопроводности воды, g – начальный градиент давления.

Начало координат избрано на забое нагнетательной скважины, ось z – нейтральная линия, которая совпадает с серединой нефтенасыщенного пласта, h – толщина пласта от нейтральной линии до кровли, коэффициент пьезопроводности воды:

$$\chi_b = \frac{k_0}{\mu_0 m_0 (\beta_{por} + \beta_b)}, \quad (2)$$

где k_0 – абсолютная проницаемость, μ_0 – коэффициент вязкости воды, m_0 – коэффициент пористости, β_{por} – коэффициент сжимаемости порового пространства, β_b – коэффициент сжимаемости воды и нефти.

Проинтегрировав уравнение (1), получим следующее:

$$g_0 \varphi R_b^3 + \frac{q+3g_0 r_c}{2} R_b^2 \varphi = 6\chi_b (q + g_0 r_c) Dt \quad (3)$$

Произведя преобразования, получим следующее выражение:

$$R^3 + aR^2 - c = 0, \text{ где } a = \frac{q+3g_0 r_c}{2g_0}, c = \frac{6\chi_b (q+g_0 r_c) Dt}{g_0 \varphi} \quad (4)$$

Решая данное уравнение, получим значение фронта вытеснения нефти водой во временном разрезе.

Введение начального градиента давления, описывающего физические свойства нефти и фильтрационные особенности пласта, помогает определить радиус фронта вытеснения, а также, время начала обводнения добывающих скважин.

В современных программных продуктах для гидродинамического моделирования, таких как EasyFrac, tNavigator и др., не учитываются пределы применимости классического закона Дарси. Целью данной работы является разработка программного продукта, который бы позволил производить расчеты на основе уравнения (1), тем самым учитывая особенности извлечения углеводородов из низкопроницаемых коллекторов.

Таким образом, мы выяснили, что для моделирования вытеснения нефти из низкопроницаемых коллекторов, в которых нарушен нижний предел применимости классического закона Дарси, необходимо применять уравнение пьезопроводности воды (1), вытесняющей нефть с учетом изменения коэффициента водонасыщенности. Поставлена цель разработать программное обеспечение для проведения данных расчетов, так как современные программные продукты этого сделать не позволяют.

Библиографический список

1. Грачев, С. И. К вопросу о вытеснении нефти из аномальных коллекторов: учебное пособие / С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова, О. П. Зотова. – Тюмень: Нефтегазовое хозяйство, 2016. – 118 с.

2. Телков, А. П. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А. П. Телков, С. И. Грачев – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 240 с.

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

Анализ существующих методов влияния на реологические свойства водонефтяных эмульсий и нефтей с высоким содержанием асфальтенов путем электромагнитной обработки

Дроздов А.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Асфальтены это набор больших гетероциклических макромолекул, содержащих углерод, водород, серу, азот и кислород. Также они содержат некоторое количество металлов и имеют молекулярную массу, в пределах от 500 до нескольких тысяч. Принято полагать, что асфальтены удерживаются в нефти в виде коллоидной суспензии полярными смолами. Стабильность этой коллоидной суспензии будет зависеть от параметров водонефтяной эмульсии: температуры, давления или концентрации газа. Выпадение асфальтенов будет зависеть от относительного содержания асфальтенов, смол и неполярных предельных углеводородов. Выпадение асфальтенов в продуктивном пласте может привести к различным проблемам. Самое распространенное проявление — это отложение твердых асфальтенов в сепараторе продукции. Менее распространенная, но потенциально более серьезная проблема может возникнуть, когда асфальтены выпадают в скважине, между перфорационными отверстиями и устьем скважины. В самых неблагоприятных случаях асфальтены, закупоривая поровые каналы пород залежи, могут привести к полному закрытию скважины.

Одним из перспективных способов улучшения реологических характеристик нефти является воздействие на нее электромагнитным полем. В настоящее время нет эффективных, общедоступных и экологически безвредных методов изменения реологических свойств нефти. Эти и обоснована актуальность исследований в этой области. Одним из перспективных направлений является влияние на водонефтяную эмульсию электромагнитным полем. В данной области есть определенные наработки.

В работе [1] проведены исследования по влиянию магнитной обработки (МО) в сочетании с термообработкой и вводом депрессанта на реологические свойства Западно-Казахстанской нефтесмеси на выходе из ГНПС Узень, транспортируемой по магистральному трубопроводу «Узень-Атырау- Самара». Под магнитной обработкой нефти подразумевается создание в объеме нефти магнитного поля с индукцией 0.5 или 1 Тл.

В работе [2] рассмотрено влияние магнитной обработки на примере высоковязкой нефти Таймурзинского месторождения и парафинистой нефти Северо-Покурского месторождения. Магнитная обработка проводилась при помощи магнитоактиватора МАЖ производства Сибирского химического комбината. В нем используется система из семи кольцевых магнитов, позволяющих получить в зазоре между ней и корпусом несколько зон с чередующимися направлениями радиального МП.

В работе [3] исследовано зависимость эффективности расслоения водонефтяных эмульсий от высокочастотного электромагнитного воздействия. Образцы эмульсий в мерных пробирках по 25 мл помещались в узел обработки эмульсии электромагнитным полем с частотой излучения 13,56 МГц и мощностью излучения 800 Вт.

Так же с помощью магнитного поля осуществляется обезвоживание водонефтяных эмульсий. В работе [4] описано изобретение создание для увеличения глубины и скорости обезвоживания водонефтяной эмульсии и экономия деэмульгатора.

Магнитное поле также применяется при переработке нефтяного сырья. В работе [5] рассмотрен метод в котором перед началом вакуумной перегонки остаточный нефтепродукт нагревали до 100°C и подвергали воздействию постоянного магнитного поля.

Вышеперечисленные исследования влияния электромагнитного поля на реологию нефти имеют определенные результаты, но имеют ряд недостатков. Во-первых, в них отсутствует теоретическое обоснование полученных результатов. Во-вторых, исследования, проведенные в данных работах, имеют очень узкий диапазон измеряемых величин, обработка нефти проводится в очень узком спектре магнитного и электромагнитного излучения, что не дает назвать эти исследования комплексными.

Комплексное исследование данного вопроса поможет создать методы влияния на реологию нефти, которые помогут уменьшить затраты на эксплуатацию месторождений высоковязкой нефти, что поможет увеличить их рентабельность и интерес к их разработке.

Библиографический список

1. Есимкулова, М. В. Способ транспортировки нефтесмесей по магистральным трубопроводам [Электронный ресурс] / М. В. Есимкулова // Научная электронная библиотека science index. – 2017. Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30009586&>
2. Лоскутова, Ю. В. Влияние ультразвуковой и магнитной обработки на реологические свойства тяжелой нефти: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13 / Лоскутова Юлия Владимировна – М., 2003. – 138 с.
3. Ковалева, Л. А. Применение СВЧ и ВЧ электромагнитных полей при подготовке нефти и переработке нефтяных шламов [Электронный ресурс] / Л. А. Ковалева // Научная электронная библиотека science index. – 2017. Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=3004263576&>
4. Пат.2152817 РФ, МПК7 В 01 D 17/06. Способ обезвоживания водонефтяной эмульсии [Текст] / Велес П. Р., Пивоварова Н. А., Щугорев В. Д. и др.; ООО «Астра-ханьгазпром», ОАО «Газпром». - № 99124158/ 12; Заявл. 15.11.99; Оpubл. 20.07.2000, Бюл. № 20.
5. Такаева, М. А. Интенсификация процессов подготовки и переработки грозненских нефтей и тяжелого углеводородного сырья под действием магнитного поля [Электронный ресурс] / М. А. Такаева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – N 3. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Takaeva/Takaeva_2.pdf

Геолого-математическое исследование процесса фильтрации в условиях неопределенности в сложнопостроенных коллекторах

Духович Н.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При построении геологической модели пласта, образованных сложнопостроенными коллекторам, используется последовательность работ для поиска закономерностей распространения коллекторов и изменения их свойств по ширине и длине [1, 2].

Статистический анализ показал, что в исходной геолого-технологической информации проводится детальная корреляция продуктивных разрезов скважин, на базе которой создается структурная модель залежи, состоящая из набора поверхностей, которые соответствуют кровлям и подошвам продуктивных горизонтов. С учетом модели разломов выполняется интерпретация результатов промысловой геофизики, в результате которой формируется база данных о распределениях петрофизической и литолого-фациальной неоднородностей разреза. Для получения согласованной геологической модели пласта со сложнопостроенными коллекторами, используемую как базу для дальнейших гидродинамических иссле-

дований, необходим комплексный подход обработки исходных данных, построенный на базе математического моделирования. При этом возможны две схемы исследования – явная и неявная.

В качестве объекта исследования выбран юрский сложнопостроенный пласт. Объект характеризуется многопластовостью, значительной степенью неоднородности, наличием зон с повышенной глинизацией.

Используя данные геологического моделирования, сформируем математическую модель задачи фильтрации флюида [3] для явной и неявной численной схем решения (рисунки 1-2).

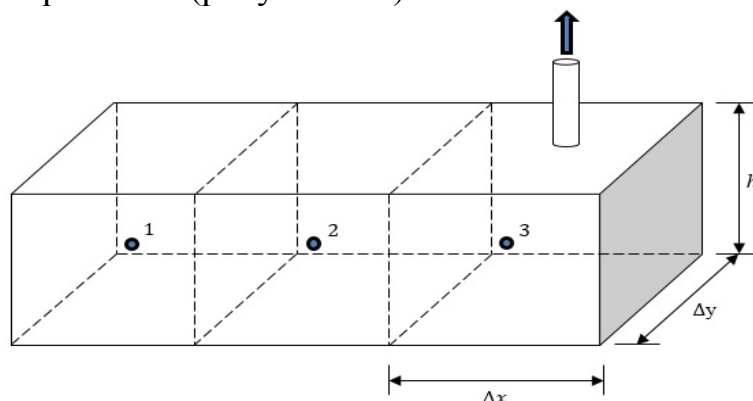


Рисунок 1. Блочная модель продуктивной скважины

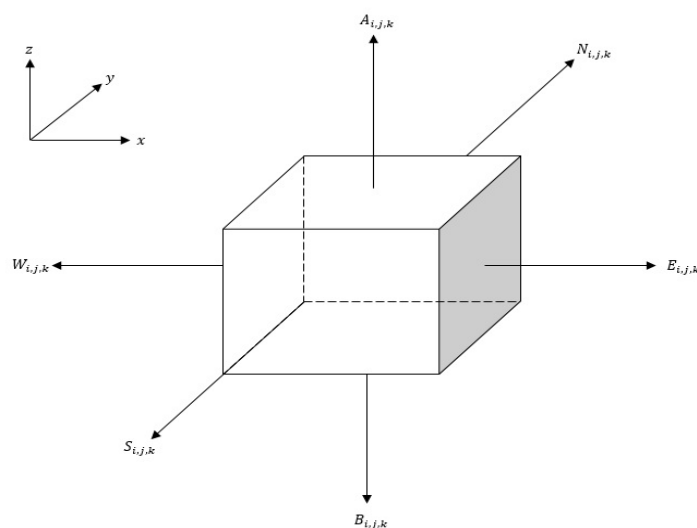


Рисунок 2. Схема определения матричных коэффициентов

Матричные коэффициенты описывают взаимодействие центрального блока (i, j, k) с шестью окружающими его блоками в трехмерной конфигурации потока. Поскольку в случае несжимаемого флюида величины μ_l и B_l (где фаза $l = o, w, g$ – нефть, вода, газ), то нет необходимости определять проводимость или матричные коэффициенты в зависимости от давления или времени.

Для явной численной схемы. В замкнутом однородном продуктивном пласте рассмотрим одномерное течение нефти, считая вязкость нефти $\mu_o = 2$ сПз, коэффициент сжимаемости $c_o = 7,35 \cdot 10^{-4} \text{ атм}^{-1}$, объемный коэффициент нефти приблизительно равен $B_o^0 = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Размеры и свойства всех блоков в модели пласта одинаковы: $\Delta x = 61 \text{ м}$, $h = 6,1 \text{ м}$, $\Delta y = 30,5 \text{ м}$, $k_x = 100 \text{ мД}$, $\varphi = 0,2$ – пористость.

Начальное пластовое давление $p_1^n = p_2^n = p_3^n = 204,14 \text{ атм}$. Скважина в блоке 3 эксплуатируется при постоянном давлении $p_3^{n+1} = 102,07 \text{ атм}$, таким образом, при расчете считаем, что в блоке 3 поддерживается постоянное давление для любых значений времени $t > 0$.

Необходимо определить максимальную допустимую величину шага по времени, при котором обеспечивается устойчивость решения при использовании явной схемы решения.

Замкнутость насыщенного пласта-коллектора предполагает отсутствие притока на границах рассматриваемой области, то есть $W_1 = 0$ и $E_3 = 0$.

Библиографический список

1. Некрасов, В. И. Учение о морфологическом строении и литолого-петрографических характеристик сложнопостроенных коллекторов Сургутского свода / О. В. Кадочникова, Е. Е. Кодатко // Достижения и перспективы естественных и технических наук: материалы 1 Междунар. научно – практической конференции - Севастополь: Центр научного знания «Лотос», 2011. - С. 221 - 227.

2. Губанов, И. В. Моделирование низкопродуктивных пластов нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири / И. В. Губанов // Иваново: Ивановский Дом печати, 2009. - 150 с.

3. Иванов, С. Ю. Методические указания по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Математическое моделирование. Часть 2». ТИУ. – 2015. – 28 с.

Научный руководитель: Копытов А.Г., канд. техн. наук, доцент.

Достоверность определения коэффициента абсолютной проницаемости терригенных отложений для целей построения гидродинамических моделей

Дьячков А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

Важным этапом при петрофизических исследованиях образцов горных пород является формирование представлений об их структуре и физических свойствах пород-коллекторов исследуемых отложений, выражае-

мых в количественном виде. На этом этапе необходимо сформулировать концептуальную модель горной породы.

В зависимости от состава и строения коллекторы нефти и газа можно условно разделить на относительно простые и сложные. К числу простых относятся преимущественно однородные по структуре и вещественному составу терригенные коллекторы нефти и газа, в которых процессы физико-химических взаимодействий между фазами принижены. Такими коллекторами, в частности, являются коллекторы месторождений углеводородов Урало-Поволжья, представленные преимущественно кварцевыми песчаниками, содержащими незначительное количество тонкодисперсной (глинистой) компоненты и пластовые воды высокой минерализации. Исследование петрофизических характеристик и оценка нефтегазонасыщения этих отложений по геолого-геофизическим данным не вызывает особых затруднений. Результаты интерпретации материалов ГИС, продуктивная часть разреза которых представлена относительно простыми коллекторами, имеют довольно высокую геологическую эффективность, достигающую 90-95%.

Сложные терригенные коллекторы нефти и газа характеризуются полиминеральным составом как обломочной, так и цементирующей части, значительной заглинизованностью, неоднородной текстурой и структурой пород, а также относительно низкой минерализацией пластовых вод. В порых этих пород протекают сложные физико-химические процессы, которые оказывают существенное влияние на распространение физических полей, используемых при ГИС. Именно такими сложными коллекторами представлено большинство продуктивных отложений нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири.

Для полимиктовых структурно и текстурно-неоднородных коллекторов характерна неоднозначность связей между геофизическими параметрами и величинами, с одной стороны, коллекторскими свойствами и нефтегазонасыщением, - с другой.

Исторически петрофизические модели строились в предположении об однородности гранулометрического состава каркаса горных пород, содержащих глинистый материал в рассеянном виде.

С точки зрения оценки проницаемости — это способ построения зависимостей типа «керна-керна», а именно, зависимости коэффициента абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) от коэффициента пористости (K_p). Для изучаемых терригенных отложений юрского возраста Западной Сибири коэффициент корреляции данной зависимости составляет 0,8, что свидетельствует о достаточной сходимости полученных данных.

Коэффициент проницаемости связан с извилистостью поровых каналов, которая контролирует также и значения остаточной водонасыщенности. Поэтому следует ожидать тесную связь между абсолютной проницаемостью и эффективной пористостью. Для реализации данного способа

строят зависимости между открытой пористостью (K_p), эффективной пористостью ($K_{п.эф}$) и проницаемостью ($K_{пр}$). По изучаемым пластам коэффициент корреляции зависимости $K_p(K_{п.эф}) - 0,9$, зависимости $K_{пр}(K_{п.эф}) - 0,91$. Согласно теории вероятностей, рассчитывается итоговый коэффициент корреляции путем перемножения полученных. Таким образом, итоговое значение коэффициента корреляции $0,82$ практически не имеет увеличения достоверности по сравнению с предыдущим расчетом по зависимости $K_{пр}(K_p)$.

Песчаники и алевролиты, представляющие пласты-коллекторы месторождений Западной Сибири являются граувакками, для которых характерно широкое изменение содержаний песчаного, алевролитового и глинистого материалов. В связи с этим вышеуказанные однородные модели нельзя механически переносить на полимиктовые породы и, как следует из анализа петрофизических исследований, эти модели не описывают всех особенностей взаимосвязей физических свойств с содержанием компонентов, слагающих горную породу. Это связано, прежде всего, с тем, что полимиктовые породы имеют наиболее сложные закономерности поведения ФЕС в зависимости от текстурно-структурных и минералогических особенностей [1].

Способ, предложенный Вендельштейном Б.Ю. и использованный позднее в работах Белякова Е.О. [2], заключается в том, что структурные особенности учитываются с помощью значений пористости скелета и относительной глинистости пород. С одинаковой пористостью скелета на образцах с неоднородной текстурой проницаемость будет ниже, чем на образцах с однородной текстурой. Данный способ оценки абсолютной проницаемости для отложений юрского возраста является наиболее эффективным, так как позволяет дифференцировать $K_{пр}$ с учетом относительной глинистости ($\eta_{гл}$) с коэффициентом корреляции $>0,88$.

Также для снижения неоднозначности при оценке проницаемости, существующую зависимость $K_{пр} = f(K_p)$ возможно разделить с учетом остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) и построить трехмерные зависимости типа $K_{пр}(K_p, K_{во})$. Однако, при численных расчетах коэффициент корреляции данного способа значительно не возрос – $0,83$, что свидетельствует о малом количестве прямых замеров $K_{во}$. Для прямого замера остаточной водонасыщенности используется метод ядерно-магнитного каротажа, который не входит в стандартный комплекс ГИС.

Последний рассматриваемый способ заключается в использовании гидравлических единиц потока [3]. Адаптация гидравлических единиц (FZI) возможна с данными гамма-каротажа, т. к. упомянутый метод не только зависит от глинистости, но и определяется полимиктовым составом горных пород, а, следовательно, и протекающими вторичными процессами. Однако связь FZI с гамма-каротажем имеет низкий коэффициент корреляции – $0,7$ с итоговым значениям $R = 0,99 \cdot 0,7 = 0,69$.

Таким образом, к практическому использованию рекомендуется зависимость $K_{пр}(K_{п})$ с $\eta_{гл.}$ с наиболее высоким R . Для подтверждения успешности способа расчета абсолютной проницаемости с учетом относительной глинистости были сопоставлены зависимости $K_{пр}(K_{п})$ по результатам интерпретации ГИС и данным керна.

Прогноз обводненности продукции и дебитов жидкости производился уже с учетом принятых значений проницаемости по известным формулам Лаверетта, дебит – по уравнению Дарси. Лучшая сходимость с фактической работой скважин получена при использовании в расчетах абсолютной проницаемости с учетом использования относительной глинистости.

Библиографический список

1. Вендельштейн, Б. Ю. Роль минералогического состава и адсорбционной способности полимиктовых песчаников и алевролитов в формировании физических свойств / Б. Ю. Вендельштейн, В. В. Поспелов // Петрофизика и промысловая геофизика. – Москва: Недра. – С. 24-32.

2. Беляков, Е. О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств пластов – коллекторов Кальчинского месторождения и использование его результатов для интерпретации данных геофизических исследований скважин / Е. О. Беляков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Сб.: Шестая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: 2003.

3. Prasad, R. S. Reservoir Permeability Upscaling Indicators / R. S. Prasad A.K. Al-Jasmi // SPE Amaefule – 2016. – P. SPE 26436.

Научный руководитель: Гильманова Н.В., к.г.-м.н., доцент

Эффективность горизонтальных скважин от вертикальных

Евтеев С.А.

Тюменский индустриальный институт, г. Тюмень

На данный момент большинство месторождений находятся на последней стадии разработки, с маломощными пластами и пластами с большой вертикальной проницаемостью. Применение вертикальных скважин на таких месторождениях является не рентабельным и малоэффективным.

В таких пластах наибольшую эффективность имеют горизонтальные скважины. Проведем сравнение эффективности горизонтальной скважины и вертикальной в некотором пласте, с разной мощностью и вертикальной проницаемостью.

По Ю.П. Борисову дебит горизонтальной скважины:

$$Q_{\text{гс}} = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{B \mu J} \quad (1)$$

где J – фильтрационное сопротивление, определяемое по формуле:

$$J = \ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h\chi}{L} \ln \frac{h\chi}{2r_c} \quad (2)$$

k_h – горизонтальная проницаемость, м²;

h – мощность пласта, м;

B – объемный коэффициент нефти;

μ – вязкость нефти, Па·с;

ΔP – депрессия на пласт, Мпа;

R_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

L – длина горизонтального участка скважины, м;

χ – параметр анизотропии пласта, определяемый по формуле:

$$\chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3)$$

k_v – вертикальная проницаемость, м².

Формула, для определения дебита вертикальной скважины:

$$Q_{\text{в}} = \frac{2\pi k h \Delta P}{B \mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (4)$$

Сравнив дебиты горизонтальной и вертикальной скважин, в пластах с разной мощностью и вертикальной проницаемостью, получим коэффициент увеличения дебита горизонтальной скважины от дебита вертикальной.



Рисунок 1. График зависимости отношения дебитов от мощности пласта

Как видно из рисунка 1, горизонтальные скважины по сравнению с вертикальными имеют наибольшую продуктивность в маломощных пластах.

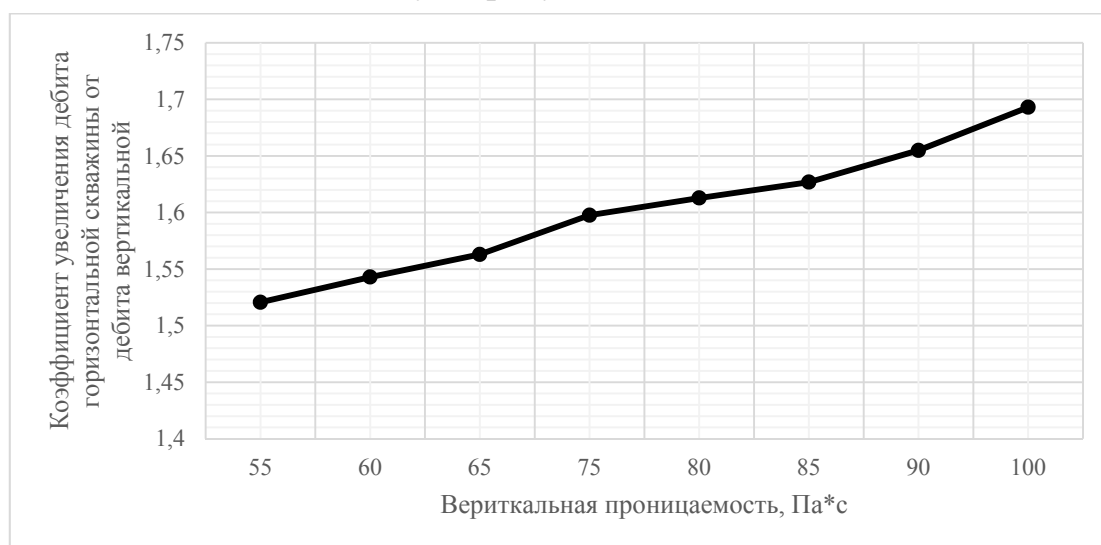


Рисунок 2. График зависимости отношения дебитов от вертикальной проницаемости

Также из рисунка 2 можно проследить увеличение дебита в горизонтальных скважинах с ростом вертикальной проницаемости по сравнению с вертикальными.

На основании полученных результатов можно сделать выводы:

Горизонтальные скважины в отличие от вертикальных наиболее эффективны и рентабельны в пластах с небольшой мощностью пласта, а также в пластах с высокой вертикальной проницаемостью.

Библиографический список

1. Муравьев, В. М. Спутник нефтяника / В. М. Муравьев – М.: Недра, 1977. – 304 с.
2. Борисов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. – М.: Недра, 1964 –154 с.
3. Алиев, З. С. Определение производительности Горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З. С. Алиев, В. В. Шеремет. – М.: Недра, 1995. – 131 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. тех. наук, доцент.

Метод парогравитационного дренажа (SAGD)

Емельянов А.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

По данным World Energy Council в настоящее время сверхвязкая нефть в России, имеет геологические запасы 55 миллиардов тонн. Сосредоточены они, главным образом, в Волго-Уральской, Восточно-Сибирской и Тимано - Печорской нефтегазоносных провинциях. Наиболее активно осуществляется разработка месторождений сверхвязких нефтей и битумов в Татарстане.

На месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (далее ТРИЗ) добыча в 2016 году составила 35 миллионов тонн. В 2017 году происходит рост добычи на месторождениях с ТРИЗ до 38-39 миллионов тонн (по баженовским, хадумским и доманиковым продуктовым отложениям - 1,6 миллиона тонн).

Известны методы разработки месторождений высоковязких нефтей с применением паротеплового воздействия (ПТВ), воздействия горячей водой (ВГВ), пароциклической обработки ПЗП и внутрислового горения и многие другие. В своей работе я хочу рассмотреть метод парогравитационного дренирования, так как считаю, что именно он наиболее эффективен в разработке ТРИЗ.

Метод парогравитационного дренирования

В классическом описании этот метод требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно друг над другом на расстоянии около 5 м. Бурение скважин, происходит через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта.

Длина горизонтальных стволов может достигать до 1000 м. Для нагнетания пара в пласт, а также для создания высокотемпературной паровой камеры используется верхняя горизонтальная скважина.

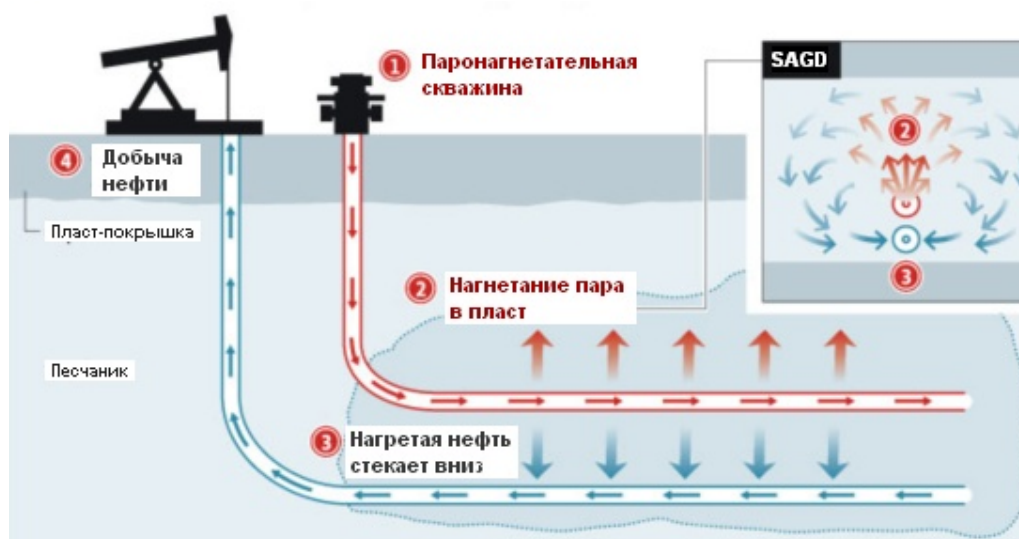


Рисунок 1. Технология парогравитационного дренирования

На начальном этапе парогравитационного воздействия осуществляется стадия предпрогрева, в течение которой (до нескольких месяцев) пар циркулирует в обеих скважинах. В результате этого происходит кондуктивный перенос тепла, благодаря которому осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами. Кроме того, снижается вязкость нефти в этой зоне, тем самым между скважинами обеспечивается гидродинамическая связь.

На следующей стадии добычи, которая является основной в рассматриваемом методе, производится нагнетание пара в нагнетательную скважину. Разница плотностей обуславливает перемещение пара к верхней части продуктивного пласта, тем самым создавая паровую камеру, намного больше в размерах. В результате этого на границе раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин между ними непрерывно осуществляется теплообмен, который, в свою очередь, обуславливает конденсацию пара в воду, которые дальше под действием силы тяжести стекают вниз к добывающей скважине.

Увеличение размеров паровой камеры продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, после чего она начинает расширяться в стороны. Во время этого процесса нефть постоянно контактирует с высокотемпературной паровой камерой. На основании всего вышеизложенного можно уверенно говорить о минимальных потерях тепла, что делает этот способ разработки наиболее экономически эффективным.

Достоинства метода:

- Высокий коэффициент нефтеизвлечения.
- Высокие темпы отбора.
- Сравнительно низкие энергопотери.
- Использование горизонтальных скважин позволяет увеличить коэффициент охвата.

Библиографический список

1. Воробьев, А. Е. Методы воздействия на сверхвязкую нефть месторождений Татарстана / А. Е. Воробьев, В. П. Малюков, М. Э. Алибеков // XII Международная конференция (Москва, Россия) - Занджан (Иран) Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. Т.1 – М.: РУДН, – 2013. – С. 198-200.

2. Гарушев, А. Р. Анализ современного состояния методов добычи высоковязких нефтей и битумов в мире / А. Р. Гарушев // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 10. – С. 4-7.

3. Амерханов, М. И. Методы управления парогравитационным воздействием с помощью двухустьевых скважин / М. И. Амерханов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 64-65.

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

Горизонтальные скважины как один из методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов на объектах Крайнего месторождения

Зомарева Е.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На юге Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области находятся нефтяные месторождения. Большинство из них имеют сложное строение коллектора с большой расчлененностью. Одним из таких месторождений является Крайнее нефтяное месторождение. На его объектах одним из самых эффективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов является бурение горизонтальных скважин.

Одним из самых эффективных, на сегодняшний день, методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов является бурение горизонтальных скважин. На объектах с высокой расчлененностью проницаемых пластов, сложным геологическим строением и низкой проницаемостью продуктивных пластов наиболее эффективным методом добычи нефти, в отличие от вертикальных и наклонно направленных скважин, горизонтальные скважины являются наиболее приоритетным решением для разработки месторождения.

За всю историю разработки Крайнего месторождения было всего пробурено 29 добывающих горизонтальных скважин, из них три на объекте БС₉¹, шесть – на БС₁₀² и 20 – на Ю₁₋₂) и две нагнетательные скважины с горизонтальным окончанием ствола (одна - на объекте БС₉¹, одна - на объекте БС₁₀²).

Горизонтальные скважины оказывают заметное и нарастающее влияние на показатели разработки продуктивных залежей Крайнего месторождения. По фонду из 27 действующих горизонтальных скважин и составляющего 17,4% от всего действующего фонда месторождения, обеспечивается 18,1 % годового уровня добычи нефти.

Анализируя данные, полученные при использовании изучаемой технологии на Крайнем месторождении, можно в среднем оценить эффективность ее применения:

Объект БС₉¹ (в среднем по трем скважинам):

- начальный дебит жидкости – 239,4 т/сут;
- обводненность – 6,9 %;
- накопленная на сегодняшний день добыча нефти 243,2 тыс.т;
- Объект БС₁₀² (в среднем по шести скважинам, учитывая 2 не-

успешных):

- начальный дебит жидкости – 76,1 т/сут;
- обводненность – 18,7 %;
- накопленная на сегодняшний день добыча нефти 316 тыс.т;

- Объект Ю₁₋₂ (в среднем по двадцати скважинам):
- начальный дебит жидкости – 67,3 т/сут;
- обводненность – 25,9 %;
- накопленная на сегодняшний день добыча нефти 94,7 тыс.т;

Обобщая вышеизложенную информацию, можно сделать вывод, что средний начальный дебит по всем горизонтальным скважинам месторождения составляет 86,9 т/сут с обводненностью в 20 %. Накопленная добыча нефти по всем горизонтальным скважинам составила 653,9 тыс.т. Дебиты горизонтальных скважин превышают дебиты наклонно направленных и вертикальных скважин в 2 – 4 раза в среднем по всему месторождению, а их пусковая обводненность значительно ниже. Однако наблюдается среднегодовое увеличение обводненности горизонтальных скважин в 2,5 раза.

Используя накопленные знания, полученные при исследовании результатов опытно-промышленных работ по использованию технологии горизонтального бурения в целом, и непосредственно на Крайнем месторождении, следует отметить, что бурение горизонтальных стволов в сложных геологических условиях показывает более высокую эффективность по сравнению с наклонно направленными скважинами, в частности при разбуривании участков с низкими толщинами (объект Ю₁₋₂).

Можно сделать следующие выводы:

Анализ эффективности горизонтальных скважин на Крайнем месторождении (описанный в статье), а также накопленный опыт бурения горизонтальных скважин на соседних месторождениях позволяют прогнозировать достаточно высокую эффективность ГС в дальнейшем.

В виду того, что строительство ГС достаточно дорогостоящее мероприятие, требующее детальной проработки вопросов оценки извлекаемых запасов нефти, плотности и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, выбора направления и профиля горизонтального ствола, главным инструментом по снижению рисков при бурении скважин является математическое моделирование.

Разбуривание залежей горизонтальными стволами позволяет увеличить охват за счет увеличения суммарного объема дренирования пласта. Особенно, когда речь идет о разбуривании краевых участков низкими толщинами и подстилаемыми водой, к чему и приурочено оставшееся бурение.

Разработку объектов Крайнего месторождения необходимо вести ГС с депрессией, предотвращающей образование конусов воды и газа как можно дольше.

Библиографический список

1. Басарыгин, Ю. М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин [Текст] / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов, В. Г. Гераськин. – М.: Недра, 2000. – 262 с.

2. Бердин, Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин [Текст] / Т. Г. Бердин. – М.: Недра, 2001. – 198 с.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., профессор, доктор техн. наук.

Проектирование гидравлического разрыва пласта в газовых скважинах

Зубков А.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Проектирование гидравлического разрыва пласта является сложной и комплексной задачей, в ходе решения которой необходимо учитывать множество факторов. Основными частями задачи проектирования ГРП являются:

- вычисление основных параметров процесса ГРП и подбор необходимой техники для успешного его проведения;
- определение типа трещины и прогнозирование ее геометрических характеристик.

При вычислении величины давления разрыва пласта (на забое скважины) $p_{\text{заб}}$ с использованием не фильтрующейся в пласт 1 м^3 жидкости согласно [1] можно пользоваться следующей формулой:

$$\frac{p_{\text{забр}}}{p_{\text{гг}}} - \left(\frac{p_{\text{забр}}}{p_{\text{гг}}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-\nu)^2} \left(\frac{E}{p_{\text{гг}}} \right)^2 \frac{Q\mu_{\text{жр}}}{p_{\text{гг}}}, \quad (1)$$

где $p_{\text{гг}}$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа.

$$p_{\text{гг}} = p_{\text{гв}} \frac{\nu}{(1-\nu)}, \quad (2)$$

где ν – коэфф. Пуассона для горной породы ($\nu=0,2\div0,3$); $p_{\text{гв}}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа.

$$p_{\text{гв}} = \rho_{\text{п}} g L_{\text{с}} 10^{-6}, \quad (3)$$

где $\rho_{\text{п}}$ – плотность скелета горной породы, $\text{кг}/\text{м}^3$ ($\rho_{\text{п}}=2600 \text{ кг}/\text{м}^3$); E –модуль Юнга породы ($E=(1\div2)10^4$), МПа; Q –расход закачки жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$ (берётся из паспортных данным насосного агрегата); $\mu_{\text{жр}}$ – динамическая вязкость жидкости разрыва, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Приближенно оценить давление разрыва на забое скважины можно по выражению

$$p_{\text{забр}} = 10^{-2} K L_{\text{с}}, \quad (4)$$

где K – коэффициент, изменяемый в диапазоне $1,5\div1,8 \text{ МПа}/\text{м}$.

Давление на устье при закачке жидкости с песком можно рассчитать по формулам трубной гидравлики [2]:

$$p_{\gamma} = p_{\text{забр}} - \rho_{\text{жп}} g L_c + p_{\text{тр}}, \quad (5)$$

где $\rho_{\text{жп}}$ – плотность жидкости-песконосителя, кг/м³.

$$\rho_{\text{жп}} = \rho'_{\text{жп}} (1 - \beta_{\text{п}}) + \rho_{\text{п}} \beta_{\text{п}}, \quad (6)$$

где $\rho'_{\text{жп}}$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³; $\rho_{\text{п}}$ – плотность песка, кг/м³ ($\rho_{\text{п}}=2500$ кг/м³); $\beta_{\text{п}}$ – объемная концентрация песка смеси.

$$\beta_{\text{п}} = \frac{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}}}{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}} + 1}, \quad (7)$$

где $C_{\text{п}}$ – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³ ($C_{\text{п}}=250 \div 300$ кг/м³).

По формуле Дарси-Вейсбаха можно оценить потери давления на трение [3]:

$$p'_{\text{тр}} = 8 \lambda Q^2 L_c \rho_{\text{жп}} / (\pi^2 d_{\text{вн}}^5), \quad (8)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, для ламинарного течения рассчитывается как $\lambda=64/\text{Re}$.

Число Рейнольда есть отношение инерционных сил к силам вязкого трения

$$\text{Re} = 4 Q \rho_{\text{жп}} / (\pi d_{\text{вн}} \mu_{\text{жп}}), \quad (9)$$

где Q – расход закачки, м³/с; $\mu_{\text{жп}}$ – динамическая вязкость жидкости-песконосителя, Па·с.

$$\mu_{\text{жп}} = \mu'_{\text{жп}} \exp(3,18 \beta_{\text{п}}), \quad (10)$$

где $\mu'_{\text{жп}}$ – вязкость жидкости с песком, Па·с.

Если число Рейнольдса больше 200, то потери на трение согласно формуле Дарси-Вейсбаха увеличиваются в 1,52 раза ($p_{\text{тр}}=1,52 p'_{\text{тр}}$).

Необходимое число насосных агрегатов найдем по следующей формуле:

$$N = p_{\gamma} Q / (p_{\text{р}} Q_{\text{р}} K_{\text{тс}}) + 1, \quad (11)$$

где $p_{\text{р}}$ – рабочее давление агрегата; $Q_{\text{р}}$ – подача агрегата при данном $p_{\text{р}}$;

$K_{\text{тс}}$ – коэффициент технического состояния агрегата ($K_{\text{тс}}=0,5 \div 0,8$).

Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ):

$$V_{\text{п}} = 0,785 d_{\text{вн}}^2 L_c. \quad (12)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется следующим образом:

- для горизонтальной трещины:
$$Q_{\text{минг}} \geq 10^{-3} \frac{\pi R_{\text{т}} \omega_0}{\mu_{\text{жр}}};$$

$$Q_{\min} \geq 10^{-3} \frac{h\omega_0}{\mu_{жр}}$$

- для вертикальной трещины:

где R_T – радиус горизонтальной трещины, м; ω_0 – ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины, м; $\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с; h – толщина пласта, м.

При использовании не фильтрующейся в пласт жидкости за ее расход можно принять величину Q_{\min} , а в случае фильтрующейся жидкости необходимо использовать значение больше Q_{\min} .

Количество песка Q_p на один ГРП принимается равным $8 \div 10$ т. При концентрации песка в 1 м^3 жидкости C_p объем жидкости выражается отношением: $V_{ж} = Q_p / C_p$.

Библиографический список

1. Желтов, Ю. П. Деформация горных пород / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1996. – 200 с.
2. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. – М.: Недра, 1999. – 213 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. техн. наук, доцент.

Прогнозирование образования гидратов в газовых скважинах

Зубкова К.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При добыче нефти и газа в стволах скважин могут образовываться гидраты, и магистральных газопроводах промысловых коммуникациях. На стенках труб отлагаются гидраты что значительно уменьшает их пропускную способность и приводит к созданию пробки. Исследование методов борьбы с гидратообразованием, а также их процессов, в стволе работающей скважины является актуальной задачей для современной нефтяной и газовой отрасли [1]. Одной из задач является обзор научных трудов, посвященных образованию гидратов и методов для борьбы с ними.

Успех борьбы с образованиями гидратов невозможен без средств прогноза и оценивания возможностей образования гидратов в стволе работающей скважины. Не имея информацию о возможности гидратообразования в скважинах будет некорректным проектирование разработки месторождения. Поэтому, разработка программно-информационного комплекса составляет одну из задач для прогнозирования образования гидратов, который способен решать задачи прогнозирования образования гидратов в стволе работающей скважины [3].

При разработке программного продукта требуется анализ имеющихся решений по определению температуры и давления по стволу работающей скважины, так как давление и температура, это главные факторы, которые влияют на процесс гидратообразования [2].

Использование средств прогнозирования допустимы для оценки предлагаемых технологий борьбы с образованием гидратов. Полученные при помощи разработанной программы данные о процессах образования гидратов и способах борьбы с ним будут исследованы и проанализированы.

Методология режимов расчета «безгидратной» эксплуатации газовых скважин в районах с многолетней мерзлотой принята по Ю.П. Коротаеву. Данный метод описан в работе [1]. Он позволяет вычислить температурное поле газовой скважины, при работе в стационарном режиме. Данный метод приемлем для целей проектирования разработки газовых месторождений и подбора режима для безгидратной эксплуатации газовых скважин.

На основе системы уравнений предложено следующей решение:

$$\begin{cases} -\frac{dp}{dx} = b_1 \frac{T}{p} + b_2 \frac{p}{T} \\ \frac{dT}{dx} = a_1 \frac{dp}{dx} - a_2 + a_3(T_{пл} - \Gamma_x - T) \end{cases} \quad (1)$$

где p – давление, T – температура потока по стволу, $T_{пл}$ – пластовая температура.

Начальные условия для решения предложенной системы уравнений следующие:

$$x=0, P_0=P_{заб}, T_0=T_{заб}$$

Коэффициенты уравнения находятся следующим образом:

$$a_1 = \frac{C_p D_i}{C_p}, \quad (2)$$

где C_p - изобарная теплоемкость газа К/МПа, $C_p D_i$ - эффект Джоуля - Томпсона.

$$a_2 = \frac{1}{C_p}, \quad (3)$$

$$b_1 = \frac{\lambda \cdot G^2 \cdot z \cdot R}{2 \cdot f^2 \cdot D}, \quad (4)$$

где λ - коэффициент трения, G - массовый расход газа кг/с, z - средний коэффициент сжимаемости, f - площадь поперечного сечения м², D - внутренний диаметр НКТ, м.

$$f = \pi \cdot R_s^2, \quad (5)$$

$$b_2 = \frac{1}{z \cdot R}, \quad (6)$$

$$a_3 = \frac{\beta \cdot \pi \cdot D}{G \cdot C_p}, \quad (7)$$

где β - коэффициент отдачи тепла в породу от газа, Вт/(м град).

Коэффициент отдачи тепла в породу от газа рассчитывается следующим образом:

$$\beta = \frac{1}{R_5 \left(\frac{1}{\lambda_1} \ln \frac{R_1}{R_0} + \frac{1}{\lambda_2} \ln \frac{R_2}{R_1} + \frac{1}{\lambda_3} \ln \frac{R_3}{R_2} + \frac{1}{\lambda_4} \ln \frac{R_4}{R_3} + \frac{1}{\lambda_4} \ln \frac{R_5}{R_4} \right)}, \quad (8)$$

где R_0 - внутренний радиус НКТ, R_1 - внешний радиус НКТ, R_2 - внешний радиус теплоизоляции, R_3 - внутренний радиус ОК, R_4 - внешний радиус ОК, R_5 - внешний радиус цементного кольца (радиус скважины), λ_1 - теплопроводность стали, λ_2 - теплопроводность слоя теплоизоляции, λ_3 - теплопроводность субстанции в затрубном пространстве НКТ, λ_4 - теплопроводность бетона.

Библиографический список

1. Мусакаев, Н. Г. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах / Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Уразов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2006. – № 1. – С. 50–56.

2. Сохошко, С. К. Оптимизация траектории добывающих скважин в интервале продуктивного пласта с учетом его анизотропии / С. К. Сохошко, С. И. Грачев // Известия вузов. Нефть и газ. – 1999. – № 2.

3. Шагапов, В. Ш. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений / В. Ш. Шагапов, Р. Р. Уразов // Теплофизика высоких температур. – 2004. – № 3. – С. 461–468.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. техн. наук, доцент.

Предложение по реализации термической обработки призабойной зоны пласта с целью увеличения подвижности конденсатного вала

Инякин В.В., Костина Е.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В процессе разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений происходит снижение забойного гидродинамического давления в промысловой скважине. При падении забойного давления ниже давления начала давления конденсации, после которого в порода-коллекторе начинает выделяться из газовой фазы конденсат, что приводит к его накоплению сначала в призабойной зоне пласта (рисунок 1), а в дальнейшем и на удаленных зонах [1].

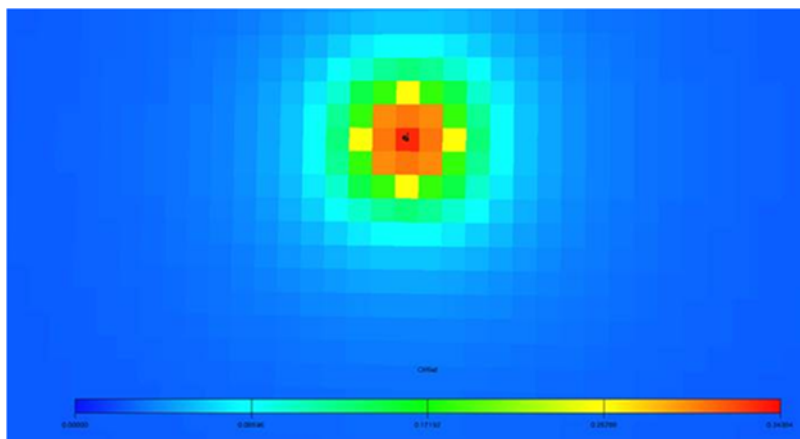


Рисунок 1. Модель насыщения ретроградным конденсатом вокруг скважины

Проблема накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин в последнее время вызывает широкий интерес, поскольку она тесным образом связана с изменением продуктивности скважин как по газу, так и по конденсату, поскольку в газовую фазу поступает большое количество конденсата. Фильтрация многокомпонентной двухфазной смеси к забою скважины вызывает увеличение насыщенности конденсатом порового пространства по сравнению с процессом дифференциальной статической конденсации вплоть до образования конденсатной пробки [2]. Этот фактор еще более усугубляется в газоконденсатных коллекторах, характеризующихся средними или низкими показателями проницаемости, где фронт конденсата снижает газовую проницаемость и производительность скважины [3].

Для решения этой проблемы используется ряд методов борьбы [4,5], среди которых:

- Акустическое воздействие;
- Изменение смачиваемости коллектора;
- Кислотная обработка;
- Гидравлический разрыв;
- Тепловая обработка;
- Обработка ПЗП газом.

Многие из предлагаемых методов являются дорогостоящими и краткосрочными по своей эффективности, поэтому был разработан метод, заключающийся в периодических тепловых обработках призабойных зон скважин.

Фазовое состояние природных газоконденсатных систем и процесс накопления ретроградного конденсата у забоя скважин в значительной степени определяется термобарическими условиями, существующими в этой зоне пласта. Поэтому накопление ретроградного конденсата можно уменьшить за счет создания соответствующего температурного режима [6].

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

Библиографический список

1. Гужов, Н. А. Термогидродинамические основы добычи углеводородов при разработке газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт: дис ... д-ра техн. наук: 05.15.06. – Москва, 2000. – 474 с.
2. Зайченко, В. М. Математическое и физическое моделирование теплового воздействия на газоконденсатные системы / В. М. Зайченко, В. В. Качалов, И. Л. Майков, Г. Ф. Сокол, В. М. Торчинский // Научно-технический сборник – вести газовой промышленности. – 2013. – №1. – С. 66-72.
3. Вяхирев, Р. И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.
4. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1989. – 422 с.
5. Гриценко, А. И. Руководство по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – 65 с.
6. Гриценко, А. И. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, А. Н. Шандрыгин, В. Г. Подюк. – М.: ОАО «Недра», 1997. – 364 с.

Научный руководитель: Инякин В.В., ассистент.

Полимерное заводнение на пластах Покурской свиты западной Сибири ПК1-3

Исхаков Р.Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Объектом рассмотрения данной статьи будут пласты Покурской свиты западной Сибири ПК1-3. Их ключевая особенность – высокая неоднородность как по микро-, так и макропараметрам, слабосцементированный песчаник с высоковязкой нефтью. С начала разработки и по сей день рассматриваются и анализируются разные варианты систем для повышения качества выработки запасов.

Целью работы являлось оценка применимости полимерного заводнения в условиях латеральных прорывов воды на пластах ПК1-3. Оценка эффективности полимерного заводнения проводилась на секторной гидроди-

намической модели участка опытно-промышленных работ на одной из кустовых площадок. Исходные данные (зависимости концентрации от скорости сдвига, изменения вязкости от концентрации) были взяты из исследований, проведённых на насыпной модели из кернавого материала.

Толчком для проведения данной работы было то, что в определённый момент, для большинства пластов наступает период, когда следует вводить систему поддержания пластового давления, при переводе под ППД с закачкой воды может возникнуть несколько проблем:

1. Рост воды в скважинной продукции вследствие образования высоко проводящих каналов и как результат - падение продуктивности по нефти в реагирующих скважинах.

2. Интенсивный рост обводнённости в следствие высокой разницы подвижностей вода/нефть.

Одна из таких проблем встретила и на наших пластах. Можно видеть, что в период закачки продуктивность по нефти на реагирующей скважине падает, а после остановки закачки, возвращается на прежние значения.

Первым делом были проведены расчёты на синтетической модели, на который опытным путём был получен вывод, что при наличии гидродинамической связи с аквифером, эффект от полимерного заводнения отсутствует.

В связи с полученным выводами по расчётам на синтетической модели был выбран участок ОПР полностью подходящий под опробование полимерного заводнения, так как по данным РИГИС на этом участке выделяется довольно мощная глинистая перемычка на границе ВНК.

Далее были проведены расчёты на модели участка ОПР с применением разных вариантов полимерного заводнения: 1) постоянная закачка полимера после полученного прорыва от закачки воды; 2) продолжение закачки воды после прорыва; 3) циклическая закачка полимера после полученного прорыва от закачки воды. Расчёты проводились как на модели с искусственной трещиной, так и без. При вводе полимерной функции как при постоянной закачке, так и при циклической отмечается положительный эффект в виде улучшения характеристики вытеснения и КИНа, за счёт увеличения коэффициента охвата.

Вывод:

Переход на полимерное заводнение позволит:

1. Снизить обводнённость по реагирующим скважинам;
2. Улучшить Характеристику вытеснения;
3. Обеспечить перераспределение фильтрационных потоков.

Библиографический список

1. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами [Текст] / Н. С. Хисамутдинов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. – 181 с.
2. Михайлов, Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов [Текст] / Н. Н. Михайлов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.

3. Полимерное заводнение в сложнопостроенных коллекторах при учете локальных нелинейных эффектов [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Касим Басим Мохаммед Нур ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М., 2001. – 24 с.

4. ASP Flooding Pilot Test in Karamay Oilfield Hongjun Gu, Ruiqi Yang // SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 2-6 November [Text] - Society of Petroleum Engineers, Beijing, China, 1998.

Научный руководитель: Синцов Иван Алексеевич, к.т.н., доцент.

Совершенствование системы разработки с применением горизонтальных скважин и применением в них многозонного гидравлического разрыва пласта

Кааров Ж.З., Лавриченко А.С., Мамбетов Ж.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Цель исследования: Эффективное размещение горизонтальных скважин (ГС) в площадных системах заводнения с применением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на основе модульной системы гидродинамического моделирования.

Основные задачи исследования:

- Оценка эффективности использования горизонтальных скважин с МГРП в площадных системах заводнения;
- Улучшение выработки трудноизвлекаемых запасов с использованием новых систем разработки;
- Модификация методики прогнозирования оптимальной длины поперечных трещин ГРП в горизонтальных скважинах;
- Разработка методики выбора горизонтальных скважин кандидатов для проведения в них МГРП.

В последнее время перспективы увеличения добычи нефти на месторождениях Западной Сибири во многом связаны с залежами нефти, приуроченными к низкопроницаемым пластам юрских отложений. Извлекаемые запасы нефти в юрских отложениях исчисляются десятками миллионов тонн, и вовлечение их в разработку является одной из основных задач нефтедобывающих предприятий. Применение ГС с МГРП является одним из самых актуальных направлений в совершенствовании разработки низкопроницаемых коллекторов.

Однако, с началом использования горизонтальных скважин, возникла проблема в проектировании систем размещения ГС. Это привело к усовершенствованию систем размещения ГС, так и к созданию новых. Одним из признаков выработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях

Западной Сибири является неоднородность коллекторских свойств по площади и разрезу, что приводит к необходимости применения площадных систем заводнения. В связи с этим в данное время весьма актуальным направлением улучшения использования трудноизвлекаемых запасов нефти является переход на новые системы разработки нефтяных месторождений с применением ГС и МГРП на площадных системах заводнения. Более того, после эффективного размещения ГС, возникает необходимость проведения МГРП для того, чтобы увеличить приток флюида в ствол добывающей скважины. После проведения МГРП, появляется вероятность неравномерного стягивания флюида к стволу горизонтальной скважины, в результате остаются зоны, не вовлеченные в дренирование. Отсутствие научного обоснования направления развития трещины при ГРП и параметров этого технологического процесса в ГС также затрудняет процесс. Более того, недостаточно обоснована методика выбора кандидата скважины для проведения МГРП в горизонтальных скважинах.

В своей работе, для оценки эффективности применения горизонтальных скважин в площадных системах заводнения, я рассматриваю 5 вариантов размещения ГС (приложение 1) в известных площадных системах, а именно в пятиточечной, семиточечной и в девятиточечной. На каждом из предложенных вариантов, одна горизонтальная скважина заменяет две вертикальные скважины. На основе этих вариантов, я построил модель неоднородного коллектора, с использованием модульной системы гидродинамического моделирования «Tempest-MORE», где разместил горизонтальные скважины, а в дальнейшем и с применением в них МГРП.

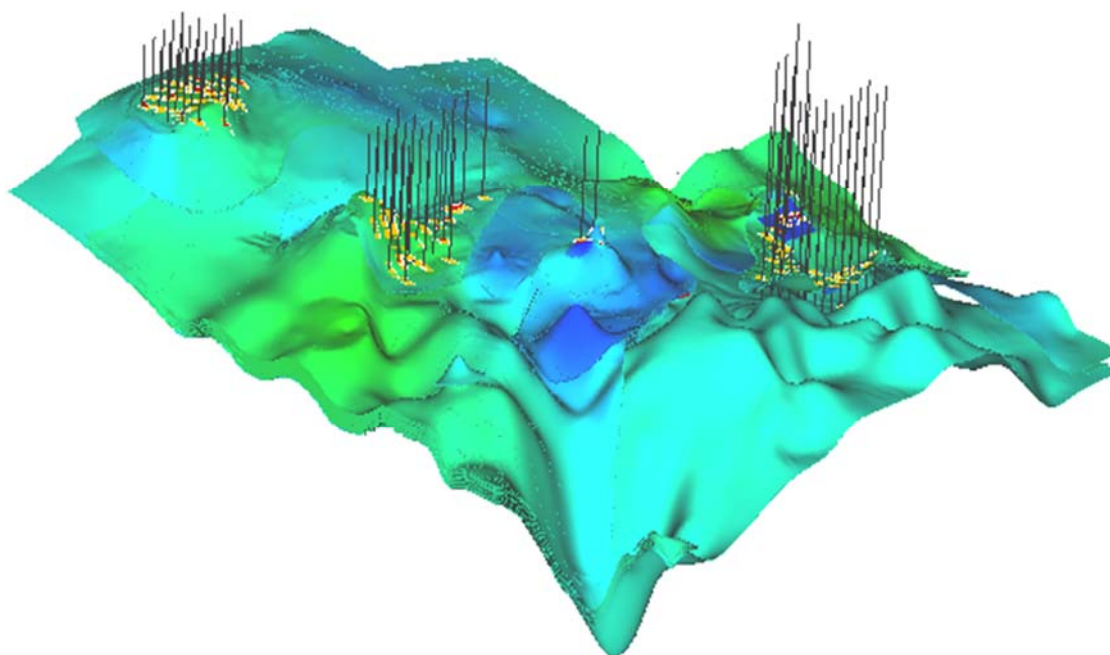


Рисунок 1. Геологическая модель пласта с размещением горизонтальных скважин

Выводы:

- Результаты показали, что 1ый вариант семиточечной системы заводнения с применением ГС является самым эффективным и рентабельным с экономической точки зрения.
- Ведется работа над усовершенствованием методики прогнозирования оптимальной длины поперечных трещин гидроразрыва пласта в ГС.
- Разработана одна из эффективных методов подбора скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах.
- Разрабатываются варианты применения горизонтальных скважин в пятиточечной системе заводнения.

Практическая значимость совершенствования системы разработки с применением ГС и МГРП заключается в том, что на основе построенных моделей возможно применение различных вариантов системы разработки на месторождениях Западной Сибири, для низкопроницаемых и неоднородных коллекторов, где разработка вводится площадной системой заводнения.

Библиографический список

1. Самойлов, А. С. Особенности разработки сеноманских газонефтяных залежей горизонтальными скважинами / А. С. Самойлов, С. В. Яцковский, – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – вып. 4. – С. 279-288.
2. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: учебное пособие/ С. И. Грачев, А. С. Самойлов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 144 с.
3. Дергунов, И. А. Особенности применения горизонтальных скважин при разработке сложно построенных месторождений// Нефть и газ Западной Сибири. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С. 189-192.
4. Борисов, Ю.П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности / Ю. П. Борисов, В. П. Табаков // НТС ВНИИ, 1962. – вып. 16.

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

Разработка системы автоматизации для дожимной насосной станции

Казанцев М.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Система автоматизации ДНС предназначена для контроля, защиты и управления оборудованием ДНС. Она должна обеспечивать автономное поддержание заданного режима работы дожимной насосной станции и его изменение по командам с АРМ оператора-технолога.

Проектируемая система предназначена для выполнения следующих основных функций:

- управление технологическим процессом;
- информационные функции;
- осуществление автоматического сбора и хранения различных учетных параметров, их просмотр и статическую обработку;
- отображение текущего значения технологических параметров;
- передача оперативных данных на промышленный контроллер.

На ДНС производится регулирование уровня, сигнализация уровня, регистрация расхода, контроль температуры, давления, вязкости и влажности.

Для выполнения перечисленных функций система автоматизации ДНС включает три уровня.

Нижний уровень, который выполняет преобразование значений технологических параметров в электрические сигналы. Он выполняет данную функцию при помощи полевых приборов и датчиков, а также исполнительных механизмов.

Средний уровень выполняет функцию управления технологическим процессом в соответствии с заданной программой, которая заложена в микроконтроллере. Она передаёт информацию о состоянии технологического процесса на верхний уровень и выполняет команды, поступающие с верхнего уровня АСУ ТП. Функция выполняется при помощи программируемого микроконтроллера.

Основная функция верхнего уровня - это отображение состояния технологического процесса, происходящего на ДНС, а также, своевременная сигнализация об авариях, регистрация данных и предоставление интерфейса для внесения изменений в технологический процесс. Представляет собой операторский интерфейс, функционирующий при помощи РС.

Таким образом, в результате работы будет разработана система автоматизированного управления, обеспечивающая автоматический контроль, регулирование технологических параметров технологического процесса дожимной насосной станции, дистанционное автоматизированное управление технологическим оборудованием, а также противоаварийные защиты и сигнализацию.

Библиографический список

- 1 Технологический регламент ДНС, Тюмень, 2013. – 105с.
- 2 Денисенко, В. В. Компьютерное управление технологическим процессом, экспериментом, оборудованием / В. В. Денисенко – Москва: Горячая линия-Телеком, 2009. – С. 524-529.
- 3 Ротач, В. Я. Теория автоматического управления: учебник для ВУЗов / В. Я. Ротач – Москва: Издательство МЭИ, 2008. – С. 384-390.
- 4 Бесекерский, В. А. Теория систем автоматического управления: учебник для ВУЗов / В. А. Бесекерский, Е. П. Попов – СПб: Изд-во «Профессия», 2003. – С. 750-752.

Способы изоляции водопритоков на скважинах ЯНГКМ

Колесник Я.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Продвижение пластовых вод к забоям газовых скважин особенно характерно на завершающем этапе разработки газоконденсатных месторождений, способствующее образованию низких дебитов, глинисто-песчаных пробок, образованию гидратов, абразивному износу штуцеров и наземного оборудования. Данные явления могут привести к прекращению процесса добычи углеводорода и глушению продуктивного пласта.

Существует комплекс мероприятий по увеличению производительности скважин, который включает в себя снижение притока пластовых вод. Всего три основных направления можно выделить, решая задачу по производительности скважин, а именно:

- разработка технологических схем и прием изоляции водопритоков;
- изыскание и разработка новых изолирующих материалов;
- поиск и обоснование критериев целесообразности и эффективности изоляционных работ.

На данный момент применяют только два неселективных метода изоляции водопритоков: установка в скважине мостов, чаще всего цементных, не обладающих селективными качествами. Впрочем, одной из основных задач изоляционных работ, является избирательная закупорка обводненных интервалов.

Проанализировав опыт применения различных методов ограничения и изоляции притока пластовых вод в скважинах с помощью синтетических мономерных, олигомерных и полимерных материалов неорганической, органической и элементоорганической природы в нашей стране и за рубежом, отмечается наиболее предпочтительно использование селективных водоизолирующих материалов. Обозначая такой реагент, который при закачке в водонасыщенный пласт образует изолирующий экран в водонасыщенной части пласта и практически не загрязняет газонасыщенную его часть, принято выражение «селективный водоизолирующий материал».

В ходе применения данного метода на скважинах, включающих в себя использование водорастворимых полимеров акрилового ряда, используется гидроизолированный полиакрилонитрил (гиптан) и полиакриламид в составе водоизолирующего материала из акриловых водорастворимых полимеров.

Процесс коагуляции гиптана является обратимым. В ходе хранения коагулянта в воде, он набухает, размягчается и разрыхляется, а при прокачке через предварительно обработанные полимером образцы нескольких объемов пресной воды их проницаемость восстанавливается практически до первоначальной. Эффективность изоляции гиптаном резко падает при концентрации солей до 160 г/л. Применение гиптана возможно только при

высокой минерализации пластовой воды. На данный момент проведено на различных месторождениях более тысячи РИР с применением гидролизованного полиакрилонитрила. Успешность работ, по данным различных исследователей, составляет 28-80%.

Особое внимание уделяется улучшению технологий цементирования скважин в ходе выполнения работ по изоляции водопритоков в газоконденсатных скважинах, и разработке новых составов при установке цементного моста.

Для получения более качественного изоляционного барьера необходимо уменьшить водоотдачу цементного раствора, увеличить плотность жидкости затворения, а также сократить время цементирования.

Библиографический список

1. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка месторождений природных газов. / Р. М. Тер-Саркисов — М.: Недра, 1999. — 659 с.
2. Акульшин, А. И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. / А. И. Акульшин — М.: Недра, 1989. — 480 с.

Научный руководитель: Рябикова К.О., канд. техн. наук, доцент.

К вопросу применения скважинной гидродобычи песка для обустройства нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири

Короткова Ю.С.¹, Коротков С.А.²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;

²ООО «Газпром проектирование», г. Тюмень

Как известно, одной из первых стадий разработки и обустройства месторождений нефти, газа и газового конденсата является создание надежного и прочного фундамента под кустовые площадки, дороги, промышленные зоны, жилые поселки, трубопроводы и другие коммуникации. В этих целях используют традиционный вид добычи строительных материалов для отсыпки кустов и внутрипромысловых дорог – сухоройный (разработка карьеров открытым способом) либо гидронамыв песков земснарядом или гидромониторами со специально отведенных участков рек и озер. Для качественной и надежной отсыпки таких объектов месторождений необходим грунт, обладающий определенными специфическими свойствами и отвечающий требованиям строительных норм и правил ведения работ такого рода.

Согласно анализу выявлено, что нецелесообразна отсыпка кустовых площадок и внутрипромысловых дорог на месторождениях нефти и газа севера Тюменской области грунтами местных сухоройных карьеров. Тра-

диционные способы добычи не могут обеспечить необходимых темпов повышения производительности труда, а, следовательно, и снижения себестоимости добычи полезных ископаемых. Поэтому предлагается способ скважинной гидродобычи (СГД) песков из подземных горизонтов (глубина залегания 220-280 м). Пример участка СГД на одном из месторождений Западной Сибири представлен на рис.1.



Рисунок 1. Участок скважинной гидродобычи

Согласно результатам инженерных изысканий по Северо-Русскому, Восточно-Таркосалинскому и Береговому месторождениям пески четвертичных отложений отвечают требованиям строительных норм на отсыпку оснований дорог и кустов по всем параметрам [1]. Применение СГД особенно эффективно на месторождениях несвязанных руд и нефтегазовых месторождениях со слаборазвитой инфраструктурой и большой заболоченностью. Себестоимость разработки таких месторождений методом СГД в 3-4 раза ниже самых дешевых традиционных технологий.

Рассмотрим традиционные способы разработки и обустройства месторождений, а именно карьерный и шахтный методы. Так, например, использование традиционных методов разработки месторождения не представляется возможным из-за сложных геологических и гидрогеологических условий залегания погребенных россыпей. В частности, при карьерном методе разработки только из-за большого коэффициента вскрышных работ разработка экономически абсолютно невыгодна. Кроме того, сложная гидрогеологическая обстановка при строительстве карьера потребует бетонирования карьерных дорог и бортов выемки, постоянной откачки грунтовых вод при эксплуатации и огромной территории для хранения вскрышных пород.

Большие объемы добычи и переработки песков и твердых полезных ископаемых традиционными способами отрицательно сказываются на состоянии окружающей среды. При скважинной гидродобыче создаются

благоприятные условия по обеспечению охраны окружающей среды и безопасности горных работ, ввиду отсутствия человека под землей. Отсутствие вскрышных работ (в традиционном смысле) позволяет в значительной степени сохранить в целостности почвенный покров, а при разработке месторождения в затопленной камере – не нарушить режим поверхностных и подземных вод. Отсюда следует, что затраты на рекультивацию поверхности месторождения после СГД сравнительно невелики, и, в основном, она сводится к ликвидации разведочных и добычных скважин, а также последствий от производственной деятельности [2].

Ввиду отсутствия взрывных, погрузочных работ, автомобильной откатки исключена возможность запыленности и загазованности атмосферы, а значит, полностью снимается вопрос вентиляции, присутствие которой необходимо при разработке месторождения глубокими карьерами или шахтами. Вследствие чего обеспечиваются комфортные условия труда для работников.

Технология СГД совместно с гидротранспортом дает возможность использования оборотной системы водоснабжения, которая сводит к минимуму загрязнение поверхностных и подземных источников вод и существенно уменьшает расход свежей воды. Разрешение сложившейся кризисной ситуации связано с организацией производства и освоением новых технологий добычи и обогащения полезных ископаемых.

Таким образом, внедрение СГД песков из подземных горизонтов на месторождениях нефти и газа позволит решить ряд проблем, в том числе, проблемы охраны окружающей среды, проблемы нехватки качественных строительных материалов, проблемы невозможности добычи песка на некоторых территориях России в связи с заболачиванием, вечной мерзлотой, отсутствием необходимых песков в верхних слоях земной коры.

Библиографический список

1. Технический отчет об инженерно-геологических изысканиях. Северорусское месторождение. Газоконденсатный промысел. Площадочные объекты. – Том 2. Книги 2.1 и 2.2. – ЗАО «ГК» «РусГазИнжиниринг», 2013.
2. Скважинная гидродобыча (СГД). Эффективность [Электронный ресурс]. – 2007. – Режим доступа: http://sphold.ru/hydro/hydro_eff.html.

Опыт разработки трещинно-кавернозного карбонатного коллектора на примере Юрубчено-Тохомского НГКМ

Кошманов П.Е.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

В настоящее время проблемы извлечения из недр трудноизвлекаемых запасов УВ находятся во внимании нефтяных компаний и исследовательских институтов. К трудноизвлекаемым относят запасы нефтяных за-

лежей, отличающиеся неблагоприятными для извлечения геолого-физическими характеристиками и условиями залегания нефти. К такому классу относится и Юрубчено-Тохомское месторождение Красноярского края, уникальное в своем роде в связи со сложным геологическим строением. Для эффективной разработки и выполнения проектных показателей необходимы серьезные исследования по различным направлениям. Трещино-кавернозное строение коллектора, эффективная емкость менее 2%, соответствующая низкая плотность запасов и наличие обширной газовой шапки – все эти критерии осложняют разработку Юрубчено-Тохомского месторождения.

Цель работы – уточнение технологических параметров разработки, и оптимизация режимов работы скважин.

Метод исследования: Обобщение и анализ геолого-промысловой информации по объекту разработки, составление на базе полученной информации таблиц, диаграмм, карт, отражающих особенности пласта. Анализ расчетных показателей и выявление физических закономерностей.

Юрубченская залежь антиклинально-стратиграфическая, массивная. Нефтегазоносность установлена в карбонатных отложениях рифея. Залежь в длину составляет 60,5 км, ширину 39 км, высоту 127 м. Нефтенасыщенная толщина залежи между ГНК и ВНК составляет 49 м. Положения ГНК и ВНК приняты на абсолютных отметках –2023 и –2072 м соответственно. (рис. 1)

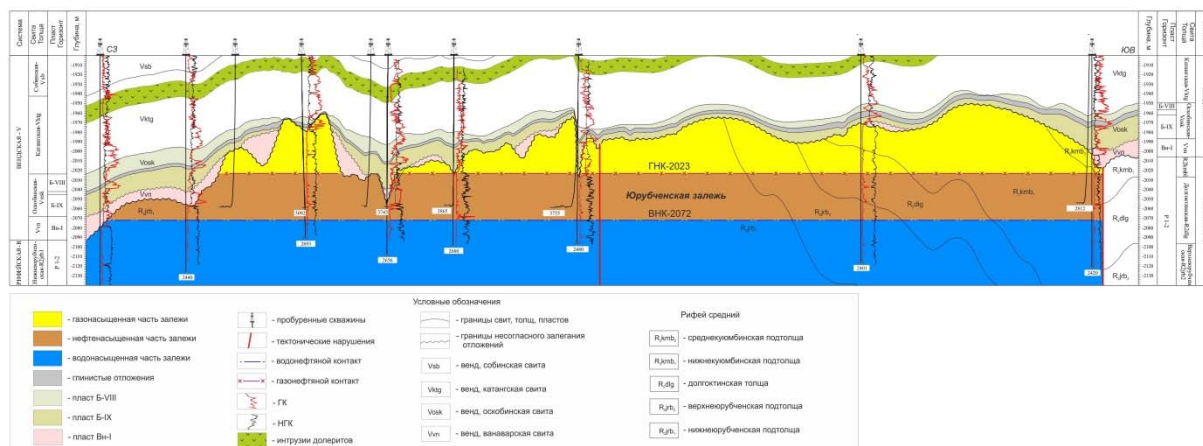


Рисунок 1. Продольный профильный разрез Юрубченской залежи

По своим характеристикам месторождение уникально - пористость пород по различным оценкам составляет от 0,5 до 2 %. При этом в породах рифейского природного резервуара широко развиты трещиноватость и кавернозность. Как и для всех карбонатных коллекторов, для рифейского резервуара характерна сильная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу и латерали, что, возможно, является причиной резких различий продуктивности близко расположенных скважин [1,2]

В сентябре 2017г. месторождение введено в промышленную эксплуатацию. При вводе новых горизонтальных скважин наблюдается неустойчивый режим работы в течение продолжительного времени, а также снижение дебитов вследствие выпадения АСПО и гидратов. Остро стоит вопрос подбора допустимых депрессий на пласт и оптимальных режимов работы скважин.

Основным фактором, осложняющим разработку, является единство газовой шапки, нефтенасыщенного слоя и подошвенных вод при хорошей проницаемости в вертикальном и субвертикальном направлении за счет растрескивания. Несмотря на значительный объем испытаний на разведочных скважинах, все основные параметры пласта способны изменяться в широких пределах без четкой закономерности.

Ниже представлены параметры работы усреднённой скважины (среднее арифметическое по всему добывающему действующему фонду) Для увеличения отборов нефти осуществлялся переход на больший диаметр штуцера, что, вероятно, привело к росту рабочих депрессий, обводненности и газового фактора.

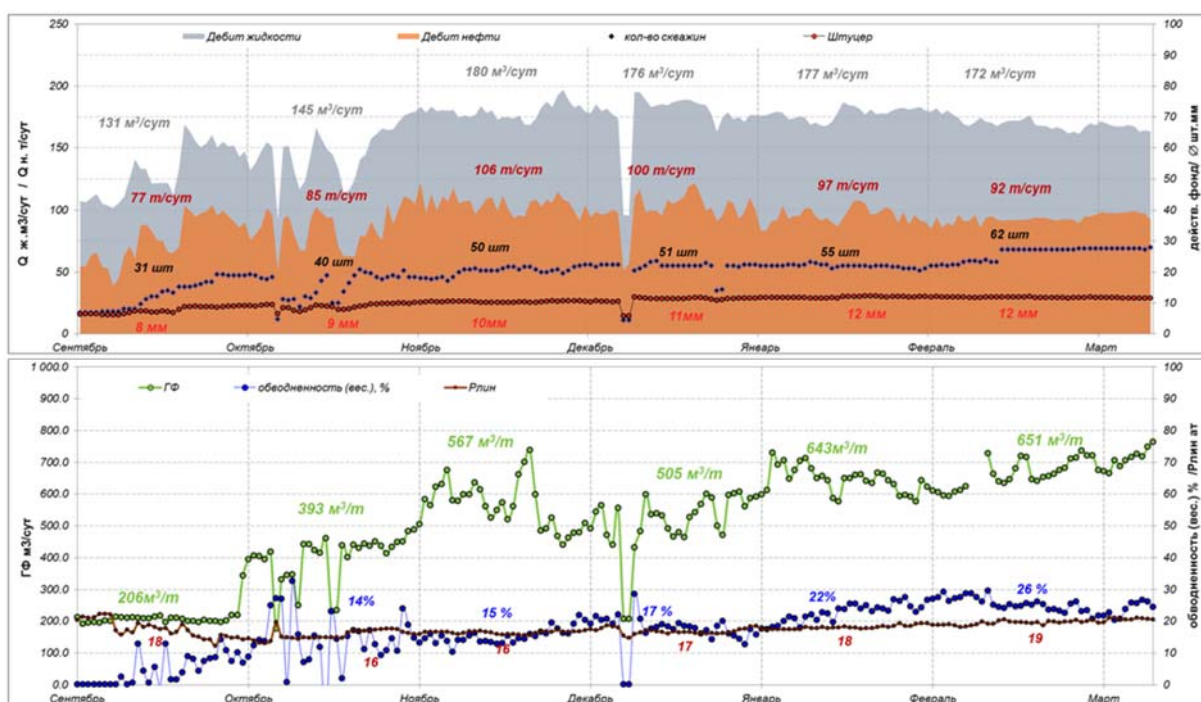


Рисунок 2. Параметры работы усреднённой скважины

Динамика ГФ и обводненности продукции скважин Юрубчено-Тохомского месторождения связана с подтягиванием конуса подстилающей пластовой воды, а также прорывом газа газовой шапки и подстилающей воды по отдельным высокопроницаемым трещинам. Отсутствие сторонних источников обводнения подтверждается результатами 6-ти компонентного анализа отобранных проб.

Сравнивая показатели работы скважин с особенностями расположения их по площади залежи, замечено, что скважины с ростом ГФ и ростом ГФ и обводненности находятся в зоне высоких начальных газонефтенасыщенных толщин. Скважины со стабильной работой и ростом только обводненности находятся в зоне низких начальных газонефтенасыщенных толщин (и соответственно в зоне высокой продуктивности).

Стоит отметить, что отсутствие технической возможности замера пластового и забойного давлений в скважинах с горизонтальным окончанием не позволяет осуществлять мониторинг режима работы скважин и оперативно реагировать на возникающие проблемы. В настоящий момент реагировать на снижение дебита имеется возможность только путем проведения тепловых обработок и скребкованием, при этом оценка режима работы скважин производится косвенными путями.

Касательно геологических сложностей разработки важным фактором является анизотропия коллектора по проницаемости. Преимущественно вертикальную трещиноватость необходимо учитывать при определении оптимальной конструкции скважин и выборе технологического режима (ограничение допустимой депрессии на пласт с целью предупреждения конусообразования и резкого увеличения газосодержания продукции скважин).

Библиографический список

1. Кутукова, Н. М. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения / Н. М. Кутукова, Е. М. Бирун, Р. А. Малахов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 4-7.
2. Сауткин, Р. С. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения / Р. С. Сауткин // Георесурсы. – 2015. – №4. – С. 25-34

Научный руководитель: Квеско Н.Г., д.т.н., профессор

Определение оптимальной протяженности горизонтальных окончаний в горизонтальных и многозабойных скважинах

Крамар В.Г., Баранов С.С., Крашенинина О.В.

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

С развитием технологий горизонтального бурения, отмечается четкая тенденция к удлинению горизонтальных стволов (ГС), усложнению их конструкции: проведение многозонных ГРП (МГРП), бурение многозабойных скважин (МЗС). С 2013 года на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-

Западная Сибирь» интенсивно внедряется технология строительства МЗС, что определено успешностью работ в условиях водонефтяных зон, где проведение МГРП не представляется возможным.

При проектировании МЗС существует проблема оценки эффективности в зависимости от длины и сложности геометрии ствола, т.к. для МЗС существует лишь один вариант аналитического решения (формула Борисова). Относительно надежным методом оценки эффективности является сопоставительный анализ результатов гидродинамического моделирования.

Целью представленной работы является исследование эффективности ГС и МЗС (без применения МГРП) в зависимости от длины ствола и его геометрии.

Расчеты выполнялись на упрощенной модели конкретного пласта с минимальным количеством слоев, в которую закладывались усредненные параметры реального объекта.

Дополнительно к расчетам на ГДМ, по формуле Дарси-Вейсбаха выполнена оценка гидравлических потерь на трение в горизонтальных скважинах (прямая труба постоянного сечения). При характерных для месторождений Западной Сибири дебитах и протяженностях ГС (100 м³/сут, 500-700 м соответственно) расчетные потери составили порядка 0,003 МПа, что практически не оказывает влияния на дебиты скважин.

На тестовой гидродинамической модели рассчитаны 10 вариантов скважин с ГО различной длины – пять ГС и пять МЗС (рисунок 1). На рисунке указана суммарная длина и входные дебиты нефти по вариантам.

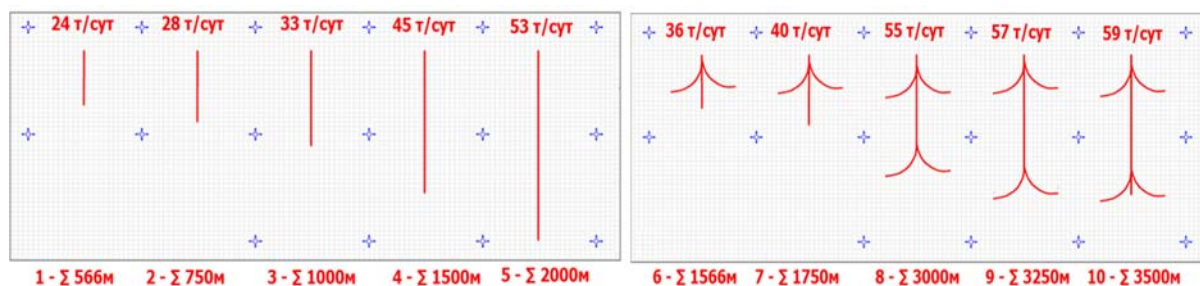


Рисунок 1. Расчетные варианты на ГДМ

Так как варианты скважин с ГО значительно отличаются между собой по сложности, при выборе оптимальной длины необходимо учитывать стоимость строительства. При достижении определенной длины ствола, в целях снижения технологических рисков, необходимо применение роторно-управляемой системы (РУС) и раствора на углеводородной основе (РУО). За счет этого стоимость бурения 1 м увеличивается с 18 до 22 тыс. т, удельная эффективность на 1 метр ГО снижается (рисунок 2).

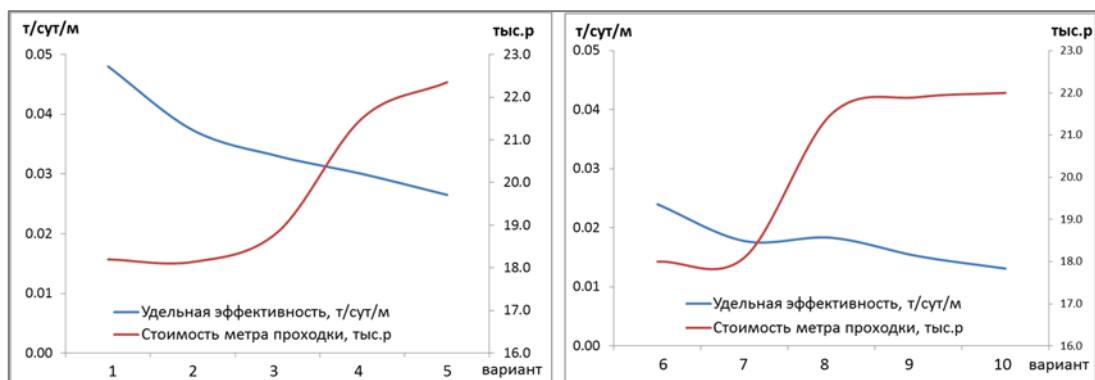


Рисунок 2. Анализ эффективности вариантов

Оценка единичных скважин несовершенна тем, что невозможно поставить скважины в равные условия по количеству извлекаемых запасов на скважину. Более справедливым будет сравнение скважин в единой плотности сетки нагнетательных скважин на участке равного размера. На рисунке 4 показаны расчётные варианты по горизонтальным и многозабойным скважинам различной длины, вписанным в систему разработки, при условии выполнения равенства вариантов. Т.е., расчеты добычи по каждому варианту велись на самостоятельной модели на участках равной площади и, соответственно, запасов, но для удобства восприятия на рисунке 3 расположены единичные фрагменты каждого из вариантов.

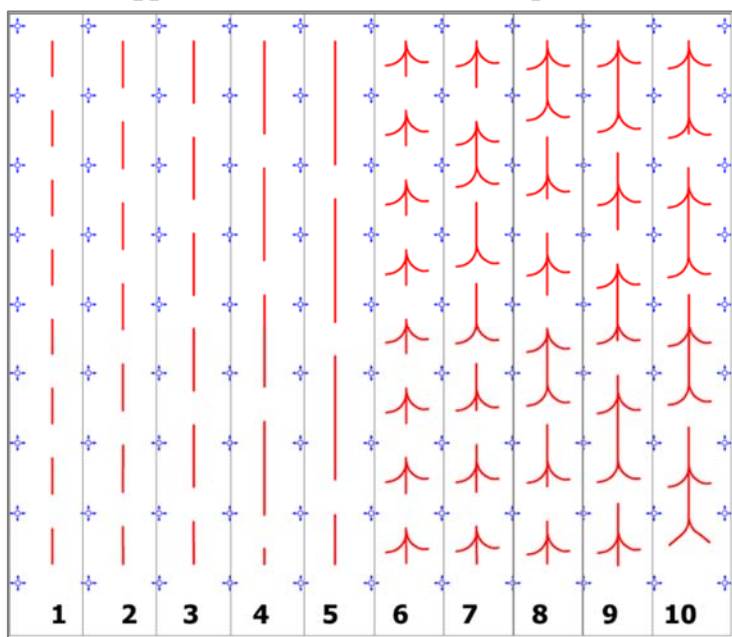


Рисунок 3. Расчётные варианты ГС (система разработки)

По результатам расчетов на модели выполнена экономическая оценка вариантов на единичный фрагмент участка на 15 лет разработки (рисунок 4).

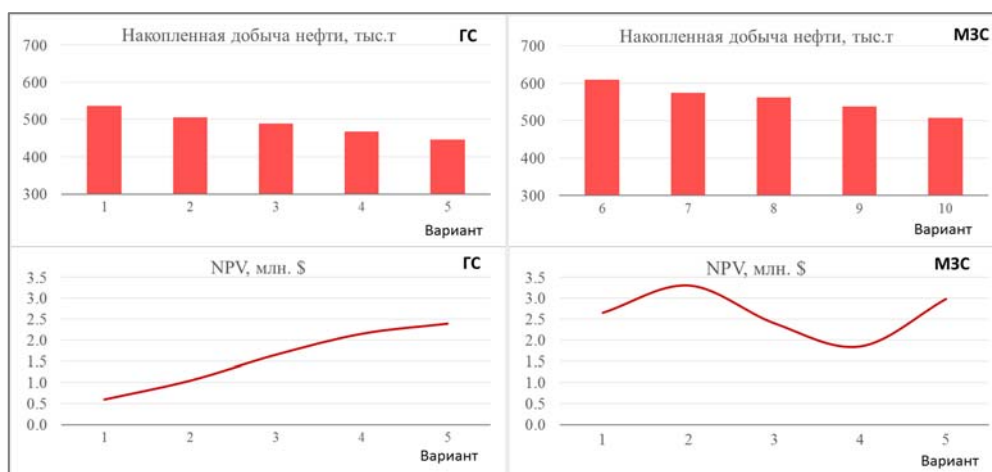


Рисунок 4. Экономическая оценка вариантов

По горизонтальным скважинам накопленная добыча уменьшается от варианта 1 к варианту 5, но при этом по показателю экономической эффективности NPV наблюдается обратная тенденция. Это говорит о том, что длинные скважины увеличивают NPV за счет более высокого темпа отбора и снижения капитальных затрат, но уменьшают накопленную добычу и конечный КИН из-за «деформации» системы разработки, а также увеличивают технологические риски.

По многозабойным скважинам, в соответствии с экономической оценкой, варианты 7 и 10 являются лучшими. Вариант 10 проигрывает по накопленной добыче другим вариантам с МЗС, но за счет уменьшения капитальных затрат показывает больший NPV.

Таким образом, при увеличении протяженности ГО и увеличении количества стволов показатель удельной эффективности закономерно снижается, в то время как стоимость и сложность возрастают. Проектные сетки с нестандартной длиной ГС выглядят менее предпочтительными в сравнении с вариантами, где длина ГС подобрана исходя из оптимального влияния системы поддержания пластового давления. Для определения оптимальной протяженности и архитектуры ГО в конкретных горно-геологических условиях необходимо проведение расчетов реальных объектов на ГДМ.

Применения горизонтальных скважин для освоения газовых и газоконденсатных месторождений

Краснов В.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одним из основных вопросов освоения месторождения с использованием горизонтальных скважин является их начальное проектное число,

которое в процессе разработки может быть сохранено постоянным. Известно, что при разработке газовых и газоконденсатных месторождений системой вертикальных скважин для сохранения постоянного годового отбора регулярно увеличивается их число. По достижению некоторой величины числа вертикальных скважин для сохранения постоянного годового отбора дополнительно в течение двух и более лет требуется увеличение числа скважин в два-три раза. Такой рост числа вертикальных скважин резко ухудшает рентабельность разработки месторождения при постоянном годовом отборе и поэтому наступает период падающей добычи газа с постоянным числом скважин.

При применении горизонтальных скважин для обеспечения постоянного годового отбора длительное время необходимость увеличения числа скважин заменяется увеличением длины горизонтального участка ствола.

Это означает, что вопрос размещения горизонтальных скважин решается на начальной стадии разработки месторождения. Такая закономерность была обоснована в работе с учетом изменения, т.е. снижения в процессе разработки дебита горизонтальных скважин в результате падения пластового давления.

Снижение дебита в процессе разработки приводит к снижению потерь давления по длине горизонтального участка ствола. Это приводит к практически линейному росту дебита по длине фильтра. Характер изменения дебита газа горизонтальной скважины в начале разработки и после снижения пластового давления примерно в два раза.

Техника и технология бурения горизонтальных скважин позволяет создать практически любую конфигурацию горизонтального участка ствола по азимуту и зенитному углу.

Поэтому при размещении горизонтального участка ствола его архитектура может быть не только в виде прямой вдоль или поперек длинной оси структуры. В зависимости от изменения емкостных и фильтрационных свойств пласта горизонтальный участок может быть пробурен с переменным углом азимута.

Следует отметить, что наличие фонтанных труб в горизонтальном участке ствола снижает производительность горизонтальной скважины по сравнению со стволом не оборудованном такими трубами при прочих идентичных исходных данных. Поэтому, производительность проектной горизонтальной скважины в процессе проектирования разработки месторождения должна быть установлена с учетом необходимости оборудования горизонтального участка фонтанными трубами.

Необходимость оборудования горизонтального участка ствола фонтанными трубами зависит от геологических, технических и технологических факторов, которые должны быть обоснованы в проекте разработки. При наличии в составе добываемого газа конденсата, возможности разрушения призабойной зоны пласта и обводнения скважины подошвенной во-

дой фонтанные трубы должны быть предусмотрены, если ствол скважины в пределах продуктивного пласта имеет горизонтальный или нисходящий профиль

Для обоснованного определения числа и размещения горизонтальных скважин следует установить связь между дебитом таких скважин и:

- длиной и диаметром горизонтального участка ствола;
- длиной и диаметром спущенных на этот участок фонтанных труб;
- профилем вскрытия однородных и неоднородных пропластков с учетом наличия или отсутствия между ними гидродинамической связи;
- предполагаемым размещением скважин на площади газоносности, при котором фрагменты дренируемых ими будут иметь форму полосообразного пласта или сектора;
- размерами полосообразного пласта или сектора и длиной вскрытия этих фрагментов горизонтальным стволом;
- предполагаемым удлинением горизонтального участка ствола в процессе разработки, из-за снижения пластового давления и, следовательно, дебита скважины;
- симметричностью расположения горизонтального ствола по толщине и относительно границ зоны дренирования;
- изменением емкостных и фильтрационных свойств пласта по площади газоносности, в частности: пористости, толщины, проницаемости, газонасыщенности, пластового давления и других параметров;
- удельными запасами газа, которые предлагаемая скважина должна извлекать за 30 и более лет;
- продолжительностью периода постоянного годового отбора газа;
- объемом годового отбора в период постоянной добычи, предусмотренный планом;
- создаваемой депрессией на пласт, обеспечивающей эксплуатацию скважин без осложнений в процессе разработки в частности исключающей разрушение призабойной зоны пласта и образования песчано-жидкостных пробок, обводнения скважины подошвенной водой и т.д.;
- загрязнением призабойной зоны при вскрытии продуктивного интервала и частичным очищением этой зоны в процессе продувки и эксплуатации скважин;
- полнотой вскрытия полосообразного фрагмента залежи или сектора скважин при веерном размещении горизонтальных стволов;
- расстоянием от центра участка залежи, предполагаемого в виде круга до входа горизонтального ствола продуктивный пласт;
- очередностью (последовательностью) вскрытия горизонтальным стволом высоко и низкопроницаемых пропластков при освоении неоднородных газовых и газоконденсатных месторождений; и многими другими факторами, влияющими на производительность горизонтальных скважин и, следовательно, на их число и размещение на площади газоносности.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений для обоснованного применения горизонтальных скважин необходимо учесть значительное число факторов, присущих только скважинам такой конструкции.

Таким образом, при разработке газовых и газоконденсатных месторождений для обоснованного применения горизонтальных скважин необходимо учесть значительное число факторов, присущих только скважинам такой конструкции, там самым горизонтальные скважины позволят за счет увеличения длины горизонтальной части ствола существенно увеличить поверхность притока и, следовательно, производительность, максимально снизить величину градиента давления на пласт.

Библиографический список

1. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка месторождений природных газов. / Р. М. Тер-Саркисов – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 659 с.
2. Муравьев, В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. / В. М. Муравьев – М.: Недра, 1978. – 380 с.
3. Акульшин, А. И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. / А. И. Акульшин – М., Недра, 1989. – 480 с

Опыт применения многостадийного гидроразрыва пласта по технологии *tts* на нефтяных месторождениях Западной Сибири в условиях низкопроницаемых коллекторов со сложным геологическим строением

Лавриченко А.С., Медведев К.С., Кааров Ж.З.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящей работе представлен обзор многостадийного гидроразрыва пласта по технологии TTS - Texas Two Step, а также произведен анализ результатов применения данной технологии на одном из месторождений Западной Сибири - Имилорско-Источном лицензионном участке. Данное месторождение имеет сложное геологическое строение, характеризуется низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, невыдержанными по площади и разрезу, что крайне негативно влияет на выработку запасов. Прогнозные значения коэффициентов извлечения нефти, достигаемые стандартными решениями, не велики, что предопределило выполнение дополнительных работ по интенсификации нефтеотдачи-проведение многостадийного гидроразрыва паста на скважинах с горизонтальным окончанием по технологии TTS.

Одним из перспективных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти в низкопроницаемых коллекторах, а также месторождениях,

продуктивные пласты которых имеют сложное геологическое строение, является многостадийный гидравлический разрыв пласта, в результате которого происходит не только интенсификация добычи нефти, но и вовлечение в разработку запасов, которые ранее оставались в зонах или участках пласта в силу ряда причин неохваченными разработкой. Результатом применения многостадийного гидроразрыва пласта, как правило, является длительное увеличение отборов жидкости, причем во многих случаях сопровождаемое снижением обводненности продукции и, как следствие, приростом нефтеотдачи. Многостадийный гидроразрыв пласта является высокоэффективной технологией интенсификации притока, повышения отдачи углеводородов. Эффективность достигается за счет устранения скин - фактора и увеличения площади дренирования скважины посредством создания крыльев трещины при условии обеспечения плановой проводимости трещины.

Технология многостадийного гидроразрыва пласта TTS (Texas Two Step) заключается в том, что гидроразрыв пласта проводится не последовательно, а в измененном порядке. В пласте по причине изменения вектора напряжений в пространстве между трещинами создается эффект дополнительной трещиноватости. Технология предусматривает наличие в компоновке заканчивания скважины управляемые механические сдвижные муфты, которые переходят из положения открыто-закрыто при помощи ГНКТ со специальным инструментом - ключом.

Преимущество технологии заключается в том, что отсутствует необходимость точного позиционирования портов ГРП на скважинах относительно друг друга, создание более коротких трещин ГРП, что снижает риски при проведении мероприятия. Процесс проведения МГРП по технологии TTS представлен на рисунке 1.

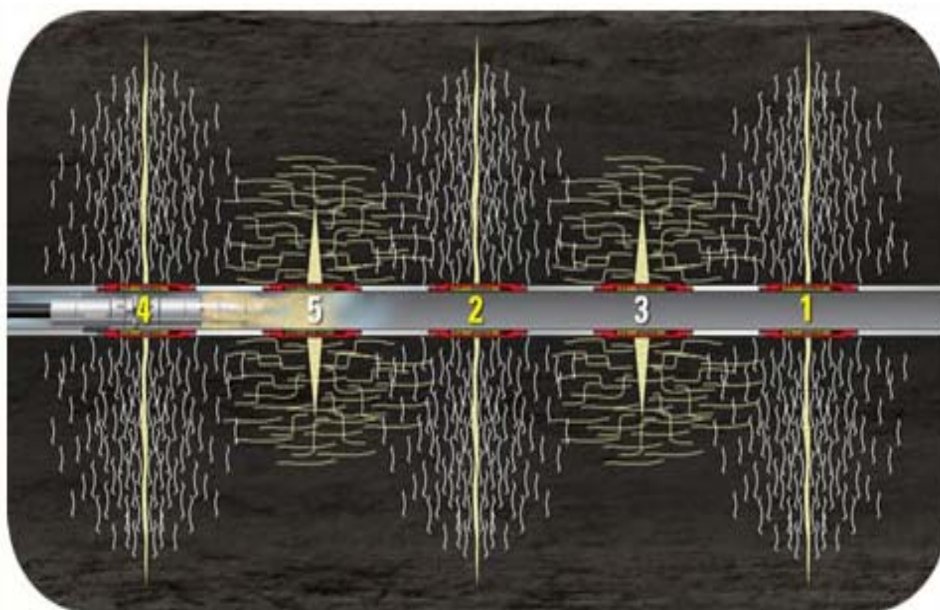


Рисунок 1. Последовательность проведения МГРП по технологии TTS

Имилорско Источный лицензионный участок включает Имилорское, Западно-Имилорское и Источное месторождения. Данный лицензионный участок расположен в 65 км к юго-западу от города Ноябрьск Ямало-Ненецкого автономного округа на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Имилорско-Источное месторождение имеет значительный потенциал. По причине низких коллекторских свойств пластов, сложности геологического строения и как следствие низкой продуктивности скважин, запасы месторождения можно отнести к категории трудноизвлекаемых.

На данном лицензионном участке на горизонтальных скважинах успешно внедрена технология TTS при проведении многозонного гидравлического разрыва пласта.

Результатом применения эффективного инновационного подхода стало увеличение дебитов по нефти в 1,2-1,6 раз по отношению к стандартному многостадийному гидроразрыву пласта, что позволило более эффективно разрабатывать продуктивные пласты, вовлекать в разработку запасы, которые ранее оставались в участках пласта и в силу ряда причин не были охвачены разработкой. Внедрение рассматриваемой уникальной технологии позволило увеличить дебиты скважин в среднем на 32% и повысить технико-экономические показатели разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

Заключение

Многостадийный гидроразрыв пласта по технологии TTS – мощнейшее средство воздействия на пласт, которое проявляется не только в интенсификации добычи нефти, но и в существенном повышении текущей и конечной нефтеотдачи пластов. Данная технология позволяет перевести в категорию извлекаемых запасы нефти низкопроницаемых малопродуктивных коллекторов, эксплуатация которых без МГРП в условиях Западной Сибири технологически невозможна. Именно МГРП должен стать основным инструментом при введении в разработку гигантских запасов нефти, сосредоточенных в отложениях ачимовской толщи и юрских отложениях освоенных месторождений Западной Сибири. Понимание механизма формирования трещин ГРП и умение контролировать их размеры позволяют использовать его не просто как метод интенсификации добычи, а как инструмент регулирования системы разработки и управления фильтрационными потоками в различных объектах, в том числе и многопластовых.

Библиографический список

1. Батлер, Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р. М. Батлер. – Ижевск, Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика» – 2015. – 536 с.
2. Малышев, Н. А. Геология для нефтяников / Н. А. Малышев, А. М. Никишин. - 2-е изд., доп. – М.: МГУ им. М. В. Ломоносова; Регулярная и хаотическая динамика, 2011. – 359 с.

3. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. учеб. пособие / М. Экономидес, Р. Олайни, П. Валько – Москва: Петроальянс Сервис Компании Лимитед, 2014. – 543 с.

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

Оптимизация эксплуатационных затрат при управлении добычей нефти установками ЭЦН

Латыпов В.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Экономика нефтегазовой отрасли характеризуется существенными колебаниями цен на нефть, приводит к тому, что рентабельность нефтяных месторождений существенно снижается. Этот факт обуславливает актуальность задачи уменьшения издержек и материальных потерь при разработке нефтяных месторождений.

Решение такой задачи возможно за счет интенсификации и оптимизации использования нефтепромыслового оборудования на всех этапах добычи и подготовки нефти к транспорту. Причем именно этап добычи нефти в значительной мере определяет эффективность функционирования нефтедобывающего комплекса в целом. Поэтому оптимальность использования скважинного оборудования, рациональность расходования его ресурса и соблюдение политики энергосбережения приобретают особую актуальность в сложившейся ситуации.

В настоящее время значительная часть скважин Западносибирского региона эксплуатируются при помощи погружных электроцентробежных насосных установок (УЭЦН), часть из которых оснащается регулируемыми преобразователями частоты (ПЧ), что значительно расширяет возможности по управлению процессом отбора жидкости из скважины. В дальнейшем предлагается рассматривать совокупность технологического оборудования, устройств управления и самой скважины с прилегающей зоной пласта, как систему «УЭЦН-скважина» [1], что даст наиболее общий подход к решению задачи оптимизации.

Проблема эффективной эксплуатации установки ЭЦН и управления режимами ее работы уже значительное время активно обсуждается в периодической печати и становится темой многих научных исследований. Современное ее состояние отражено в работах [1,2,3] таких авторов, как Бочарников В.Ф., Гареев А.А., Ведерников В.А., Соловьев И.Г., и др.

Однако в настоящее время отсутствует формализованное решение задачи оптимального, с точки зрения эксплуатационных затрат, управления установкой ЭЦН с использованием современных математических методов.

В тоже время анализ ситуации позволяет заключить, что в отрасли созрело понимание потребности перехода к принципиально новым, интеллектуальным, методам управления.

Математический аппарат, дающий аналитическое решение задачи оптимизации достаточно глубоко проработан такими исследователями, как Лагранж Ж., Канторович Л.В. и другие, изложен в классической литературе и не требует особых комментариев. В приложении к задаче управления объектом «УЭЦН-скважина» необходимо дать ее описание на формальном языке математического анализа, то есть осуществить «формализацию».

Такая формализация была осуществлена в работе [3]. Если объединить все стационарные или квазистационарные параметры системы в вектор G_i , ($G_i = const, \forall t \in t_i$), задачу оптимизации можно представить следующим образом:

$$M = f_0(U^*, G_i) \rightarrow \min; U^* \in C, G_i = const, i = 1, \dots, n$$

В работе [3] предлагается использовать для поиска оптимальной точки методом Лагранжа. Однако он является слишком трудоемким при решении прикладных задач. Поэтому мы предлагаем осуществить поиск решения с использованием метода градиентного спуска.

Программный пакет Matlab предоставляет все необходимые инструменты для осуществления этого метода. При этом основной проблемой является построение модели M .

Следует отметить, что приближенные численные методы, как правило, не гарантируют нахождение глобального минимума.

В дальнейшей работе мы планируем решить следующие задачи:

- разработать модель системы M , как совокупность математических описаний наземного и глубинного оборудования скважины;
- разработать программу в Matlab для реализации метода градиентного спуска на модели M ;
- сравнить полученные результаты с результатами, достигнутыми методом Лагранжа.

Библиографический список

1. Ведерников, В. А. Модели и методы управления режимами работы и электропотреблением погружных центробежных установок: автореферат диссертации на соискание ученой степени д. т. н. – Тюмень, 2006. – 32 с.
2. Ведерников, В. А. К стратегии управления системой «скважина-УЭЦН», содержащей преобразователь частоты. / В. А. Ведерников, В. С. Гапанович, В. В. Козлов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – №5. – С. 50-53.
3. Козлов, В. В. Оптимизация эксплуатационных затрат при управлении установкой электроцентробежных насосов. / В. В. Козлов, Н. В. Лапик, Н. В. Попова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2016. – №6. – С. 43-48.

Научный руководитель: Козлов В.В., канд. техн. наук, доцент

Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений

Лесин В.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Освоение нефтяных месторождений могут сопровождаться большими объемами добычи попутного нефтяного газа. Этот газ является ценным природным ресурсом, поэтому, нахождение способа его эффективного и рационального использования, очень важная задача.

Для более эффективного использования попутного нефтяного газа можно использовать технологию последовательной закачку углеводородного газа и воды.

Данная технология позволяет высокоэффективно использовать ПНГ, а также повышать нефтеизвлечение в низкопроницаемых и сильно заглинизированных объектах.

Технологии попеременной закачки газа и воды могут достаточно эффективно использоваться для сильно неоднородных и прерывистых коллекторов, а также на высокопроницаемых, однородных объектах, имеющих как первоначально чисто нефтяные, так и обширные водонефтяные зоны.

При высоких значениях буферного давления и газового фактора, попутный нефтяной газ будет отбираться из затрубного пространства одной или нескольких добывающих скважин. После этого, газ будет подаваться в нагнетательную скважину на этом же кусте, увеличивая его давление.

При высоком давлении сепарации для утилизации газа можно проводить закачку газа в пласт вместе с водой через нагнетательную скважину с помощью эжектора. [1]

Анализ результатов внедрения водогазового воздействия на нефтяные пласты, на примере Самотлорского месторождения, позволил сделать выводы:

- При закачке воды и газа в режиме ограниченной взаиморастворимости происходит повышение нефтеотдачи низкопроницаемого, заглинизированного пласта;
- Фонд устойчиво фонтанирующих скважин возрастает;
- Увеличение темпов разработки в 2-3 раза;
- Появляется возможность, разрабатывать объект сравнительно длительное время при ограничении или снижении объемов закачки газа, без снижения темпов добычи
- Происходит улучшение гидродинамических характеристик пластовых флюидов;

Применение данной технологии позволит нам рационально и эффективно использовать такой ценный ресурс, как попутный нефтяной газ, что позволит решить ряд экономических и экологических вопросов.

Библиографический список

1. Леонов, В. А. Анализ добычи нефти газлифтным способом. // Определение оптимальных границ применения различных видов оборудования скважин, с учетом экономических показателей. (заседание секции НТС Миннефтепрома) / В. А. Леонов – Тюмень, 1991.

2. Трофимов, А. С. Разработка методов регулирования газового и водогазового воздействия. / А. С. Трофимов, Ф. Ф. Галиев, С. В. Гусев, С. В. Мигунова, И. Е. Платонов // Вестник недропользователя. – Тюмень, 2007. – Выпуск 17.

Научный руководитель: Коровин К.В., канд. техн. наук, доцент.

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. ^[1] Для их вовлечения в разработку современные компании широко применяют технологию бурения горизонтальных скважин(ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта(МГРП). ^[2]

В связи с отсутствием четких и апробированных критериев применимости МГРП, необходимо тратить много времени на определение условий эффективного применения МГРП методом проб и ошибок. ^[3]

В данной работе представлена попытка решить данную проблему. Были построены гидродинамические модели с различными вариациями технологических параметров в программном комплексе Tempest More. Исследовались зависимости накопленной добычи нефти, чистого дисконтированного дохода(ЧДД), прироста добычи нефти от разных вариаций длины горизонтального участка(ГУ), количества трещин ГРП, их ширины, высоты, длины, проводимости и расстояния между ними. В работе исследовался диапазон длины ГУ от 100 до 1000 метров. Горизонтальный участок для каждого из вариантов принимался перфорированным по всей длине. На рисунке 1 представлена одна из зависимостей прироста добычи нефти на одну стадию ГРП.

Для достижения более точных данных по дебиту и добыче использовались ключевые слова LGRD (измельчение сетки вблизи скважины) и SRVW (задание стимулированного объема пласта).

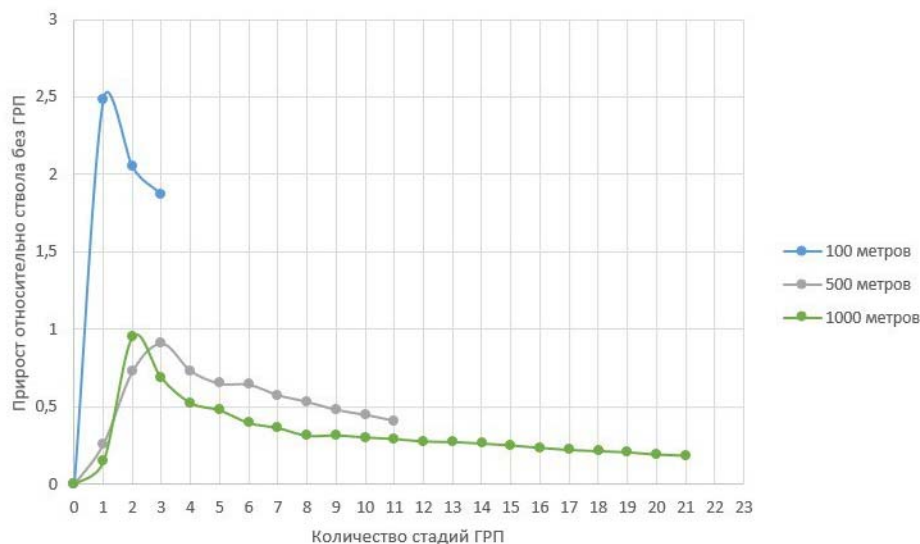


Рисунок 1. Зависимость прироста добычи нефти на одну стадию ГРП от количества стадий ГРП

В основу моделей был взят низкопроницаемый неоднородный пласт среднеюрских отложений с проницаемостью для синтетической модели 2,4 мД, а для реальной геологической модели проницаемость варьировалась от 5 до 15 мД. Минимальное расстояние между трещинами было принято за 50 метров, т.к. за эталон была принята трещина с длиной эллипса 50 м, высотой 3 м и шириной 40 м. На рисунке 2 представлена горизонтальная скважина с 5 стадиями ГРП.

Для расчёта экономической эффективности за основу модели (её нормативы) было взято месторождение Западной Сибири, как месторождение аналог.

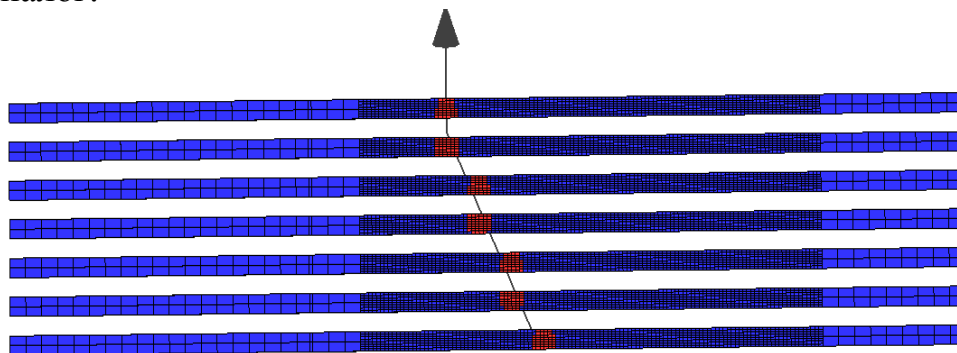


Рисунок 2. Отображение стимулированного объёма пласта на синтетической модели пласта

Для сравнения полученных технологических и экономических параметров были просчитаны варианты на гидродинамической модели реального месторождения с такими же параметрами трещины взятой за эталон.

В будущем предлагается сравнить технологические показатели и экономическую эффективность скважины с разным количеством стадий ГРП и длиной ГС для разных диапазонов проницаемости.

Библиографический список

1. Чусовитин, А. А. Эволюция проектных решений по разработке отложений Тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода / А. А. Чусовитин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 54-58.

2. Наймушин, Д. Г. Стратегии разработки трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (на примере Майского нефтяного месторождения) / Д. Г. Наймушин // конференция SPE 138068. – 2010. – январь.

3. Юдин, А. Эволюция технологий ГРП при разработке коллекторов Уватского региона / А. Юдин // конференция SPE 182133. – 2016. – октябрь.

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

Новый алгоритм действий, как способ улучшения эффективности кислотных интенсификаций терригенных коллекторов

Макшанов В.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основным методом интенсификации добычи нефти из терригенных коллекторов является кислотная обработка призабойных зон скважин. Обычно для этого применяют составы на основе соляной кислоты. Подобные обработки обеспечивают восстановление проницаемости и стимуляцию пласта за счет образования новых высокопроводящих поровых каналов.

Призабойной зоной скважины (ПЗП) называют область пласта в интервале фильтра, примыкающую к стволу. Эта область подвергается наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидродинамических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе ее разработки.

Основной целью обработки терригенных коллекторов кислотой является, в первую очередь, растворение загрязняющих породу материалов. Несмотря на то, что зерна кварца слагают скелет породы, терригенные коллектора содержат глинистые минералы, которые в значительной степени влияют на ФЕС. Терригенные коллектора могут содержать карбонаты, окислы металлов, сульфаты, сульфиды, хлориды и аморфный кремнезем. Кроме этого в ПЗП содержатся химические вещества, входящие в буровой и цементный растворы. [1]

Несмотря на то, что зерна кварца слагают скелет породы, терригенные коллектора содержат глинистые минералы, которые в значительной степени влияют на ФЕС. Терригенные коллектора могут содержать карбонаты, окислы металлов, сульфаты, сульфиды, хлориды и аморфный кремнезем. Кроме этого в ПЗП содержатся химические вещества, входящие в буровой и цементный растворы.

Обработка ПЗС состоит в удалении загрязнений, которые снижают продуктивность скважины. Следовательно, является важным знать степень и тип загрязнения, местоположение и природу его. Загрязнение характеризуется двумя важными параметрами: составом и расположением. Эти параметры определяют характеристики обрабатываемой жидкости и технологию, применяемую для соприкосновения с загрязнением для его удаления. Расположение загрязнений важно потому, что обрабатываемая жидкость контактирует со многими веществами (например, ржавчиной в трубах и карбонатами) до её реакции с загрязнением. Она должна быть еще эффективной, когда достигнет площади загрязнения. [2]

Важный фактор — совместимость обрабатываемой жидкости с породой. Совместимость подразумевает, что проницаемость не уменьшится, когда пласт проконтактирует с жидкостью. Эта концепция совместимости важна особенно для глинизированных песчаников, где может произойти много загрязняющих реакций.

Основной задачей работы является анализ эффективности технологий кислотных обработок при текущей ситуации на нефтегазодобывающем предприятии и дальнейшее уменьшение количества низкоэффективных кислотных ОПЗ и увеличение их удельной эффективности.

С 2014 года фактическая добыча значительно меньше планируемых показателей, что связано не только с ростом количества ОПЗ, но и ростом низкоэффективных ОПЗ. Именно поэтому задача снижения низкоэффективных кислотных обработок сейчас очень актуальна.

Благодаря работе возможно снижение количества низкоэффективных ОПЗ, что позволит в 2017 году максимально сблизить значения фактических и плановых показателей дополнительной добычи нефти. [3]

Только за 4 года было нереализованно 106 тысяч тонн дополнительной планируемой добычи нефти.

Каковы основные причины низкоэффективных ОПЗ? Не учитывался ряд факторов при дизайне обработки, а именно:

- Длительность хранения кислотного состава;
- Марка насосно-компрессорных труб;
- Неправильное приготовление кислотного состава;
- Минеральный состав породы;
- Пластовое давление не всегда принималось во внимание;
- Отсутствие данных по заколонной циркуляции;

Всего 29 скважин из 289 выполненных ОПЗ в 2016 году (10%), которые в том числе оказали прямое влияние на показатель дополнительной добычи нефти. Особенно выделяются проблемы с неучтенным минеральным составом породы, маркой НКТ и наличием проблем с заколонной циркуляцией.

Библиографический список

1. Коршунов, И. А. Роль инноваций в процессе формирования стратегии предприятия / И. А. Коршунов, А. А. Трифилова, О. П. Коробейников // Менеджмент в России и за рубежом – М.: Финпресс, 2000. – №3.
2. Шкарлет, С. М. Инновационное развитие предприятия: учебное пособие / С. М. Шкарлет, В. П. Ильчук – Чернигов, 2015. – 112 с.
3. Кудинов, В. И. Интенсификация текущей добычи нефти / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков // Нефтяное хозяйство, 1990. – 7 с.

Научный руководитель: Сильванский А. А., канд. экон. наук, доцент.

Комплексный метод термобарохимической обработки призабойной зоны нефтяных скважин

Мартынов М.О., Коростелев В.С., Пятыгина Д.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На данный момент существует много разнообразных методов и технологий, позволяющих улучшить фильтрационно-емкостные свойства пласта и увеличить нефтеотдачу в целом. Но у большинства из них есть свои ограничения и недостатки, которые в свою очередь может перекрыть другой метод. В связи с этим начали и продолжают появляться все новые и новые комплексные методы воздействия на пласт или скважину, которые показывают себя на порядок лучше, чем классические методы. Одним из них является ТБХО.

Технология ТБХО вмещает в себя три метода воздействия на скважину: метод термогазохимического воздействия (ТГХВ), химического воздействия, методы депрессионного и гидроимпульсного воздействия. Особенности метода ТБХО следующие [1]:

– Отсутствует одноразовое ударное механическое воздействие на пласт, т.к. в качестве термогазоисточника используют твердотопливные заряды торцевого горения с возможным изменением времени работы от 1,5 мин до 15 мин и регулируемым газовым приходом.

– В результате горения пороховых шашек возникает небольшой ударный механический импульс, который безопасен для колонны и цемента, но в тоже время хорошо разрушает отложения в призабойной зоне пласта.

– Химический реагент, доставляемый в одном контейнере с топливом, нагреваемый и вытесняемый в пласт при горении заряда, усиливая термогазовое воздействие.

– Герметизация скважины или интервала перфорации, обеспечивает продавку горячей смеси пороховых газов и химического реагента в пласт, в результате чего опасность фонтанирования скважины или выброса жидкости при горении заряда тоже пропадает.

– После применения ТГХВ на пласт открывается депрессионная камера и создается депрессионное воздействие на пласт с вызовом притока и удалением из пласта отложений смол, парафинов и минеральных отложений.

– Из-за выноса отложений из скважины в контейнере депрессионной камеры, а также подбора подходящих химических реагентов, отпадает опасность заполнения клапанов и выхода из строя глубинно-насосного оборудования вязкими углеводородами после проведения ТБХО.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что в отличие от обычного ТГХВ, применение которого несет неконтролируемое ударно-механическое воздействие, метод ТБХО гораздо более безопасен и надежен, а также не несет за собой серьезных негативных последствий. Помимо этого, существует несколько вариантов применения данной технологии, которые можно применить в зависимости от технических и геолого-промысловых условий.

Для реализации метода ТБХО применяют оборудование, которое спускают в скважину на НКТ (технологии ТБО-02, ТБО-03) или на геофизическом кабеле (технология ТБО-01).

Варианты с применением НКТ метода ТБХВ (ТБО-02, ТБО-03) показали высокую эффективность, но в этой статье они рассматриваться не будут, т.к. в связи с большим количеством выполняемых работ, новизны и сложности технологии, оказалось выгоднее применить вариант ТБО-01[2].

В основном ТБХО применяют в кабельном варианте ТБО-01, т.к. эта технология показала высокий результат.

Технология ТБО-01 заключается в подъеме глубинно-насосного оборудования из скважины, шаблонировании эксплуатационной колонны для обеспечения проходимости компоновки ТБО, сборке и спуске на кабеле в обрабатываемый интервал компоновки ТБО, а также термобарохимической обработке пласта. Компоновка включает в себя два контейнера из 89 мм НКТ: первый контейнер - термогазохимический - с твердотопливным зарядом и химическим реагентом, второй – выполняет функцию депрессионной камеры. В корпусе ТГХ камеры размещены 2 клапана: выпускной и впускной. Вся длина компоновки составляет не более 9 м.

В обрабатываемом интервале скважины устанавливается компоновка, выполняется заполнение скважины до устья, само устье герметизируется и подсоединяется к линии откачки нефти. От воздействия электрического тока запускается воспламенитель топлива. Из-за горения топлива в те-

чение 5-10 минут в закрытой скважине осуществляется процесс ТБХ воздействия. Он состоит из термогазохимического и депрессионного воздействия. В результате большого количества репрессивных импульсов давления обеспечивается достаточное проникновение высокотемпературной смеси пороховых газов и реагента в коллектор. Множество депрессионных импульсов давления при работе депрессионной камеры также воздействуют на отложения различного характера в интервале перфорации. Помимо этого, подвижные органические и неорганические отложения выносятся через перфорационные каналы в скважину и частично попадают в депрессионную камеру[3].

Однако если не удастся достаточно хорошо удалить отложения из пласта, то пользуются следующим способом. После того как сгорит топливо и откроют устьевую задвижку, поднимутся горючие газы, которые вытолкнут заполнившую скважину жидкость. Снижение уровня, вызванное высоким пластовым давлением, повлечет за собой образование депрессии на пласт и вызов притока. Отложения, которые остались в ПЗП выносятся на поверхность разогретым потоком. Стабилизируется уровень в скважине и после поднятия компоновки спускают НКТ, и скважина сдается в эксплуатацию.

Подводя итог, необходимо отметить, что метод ТБХО показал высокую эффективность и его применение рекомендуется для очистки ПЗП от различных отложений и увеличения максимальной добычи нефти. Но так как этот метод очень эффективен только для хорошо проницаемых коллекторов, то для улучшения ФЕС коллекторов, проницаемость которых занижена, можно порекомендовать применение различных методов разрыва пласта, после воздействия которых, ТБХО также покажет высокий результат.

Библиографический список

1. Аглиуллин, М. М. Новые термобарохимические технологии обработки призабойной зоны пластов / М. М. Аглиуллин, В. М. Абдуллин, А. В. Шувалов, И. Г. Плотников // НТВ «Каротажник». – 2002. – № 92 – С.87.
2. Галеев, Р. Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья/ Р. Г. Галеев – М.: КУБК-а, 1997. – 352 с.
3. Гуторов, А. Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / А. Ю. Гуторов - Уфа: ГУП РБ ОГТ, 2012. – 196 с.

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

Актуальность применения новых технологий ГРП на Баженовской свите

Матвишин Н.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Баженовская свита открыта более 50 лет назад на территории Западной Сибири. Сегодня ее площадь, по некоторым данным, составляет около 1 миллиона квадратных километров. Свита изучается с 60-х годов, но несмотря на это все еще малоизучена. Открытие залежей в верхнеюрских отложениях все еще случайное событие. До сих пор не унифицированной, практически применимой методики подсчета как геологических, так и извлекаемых запасов нефти. Оценка запасов нефти варьируется в диапазоне, от 30 миллиардов до 600 миллионов тонн нефти.

Промышленная эксплуатация месторождений Сургутского и Надымского нефтегазоконденсатных районов, а также Салымского месторождения, свидетельствует об отсутствии рентабельной технологии разработки Баженовской свиты.

На Ай-Пимском месторождении Баженовская свита разрабатывается с 2000 года. Применение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП позволило получить промышленный приток нефти. Но для эффективной разработки данных отложений, ввиду неоднородности геологического строения нужны новые технологии ГРП, которые позволят создавать системы магистральных трещин, что позволит существенно увеличить дебит нефти.

На сегодняшний день на месторождении применяется многотоннажный ГРП, закачка пропанта составляет около 100 тонн на скважину. На аналогичных месторождениях сланцев в США, применяется так называемый «супер ГРП», при котором в скважину закачивается до 3,6 тысяч тонн пропанта или до 2-х тонн на 1 метр длины горизонтального ствола. Для ультра-низкопроницаемых коллекторов главным является не ширина создаваемых трещин, а их протяженность. Учитывая то что по данным исследований, эффект от ГРП в таких коллекторах длится примерно 1,5 года, чтобы скорректировать затраты в основном применяют кварцевый песок определенной фракции.

Для создания объемной трещиноватости возможно применение технологии *Texas Two Step* (Техасский двойной шаг). Сущность технологии показана на рисунке 1, и заключается в изменении последовательности проведения стадий ГРП. Данная технология активно применяется ПАО «Лукойл» на месторождениях Западной Сибири. По заявлениям компании, применение этой технологии позволило увеличить дебит нефти 1,2-1,6 раз по сравнению со стандартным МГРП.

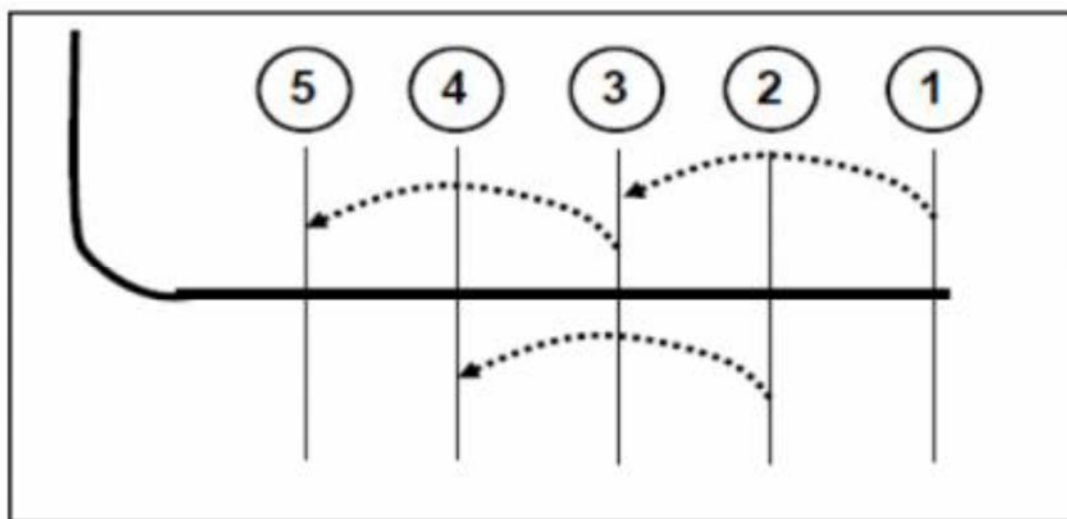


Рисунок 1. Принцип технологии TTS

Библиографический список

1. Коровина, Т. А. Особенности вещественного состава пород баженновской свиты на Ай-Пимской площади. / Т. А. Коровина, Е. П. Кропотова, И. В. Федорцов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №6. – С. 18-22.
2. Борисов, Ю. П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. / Ю. П. Борисов – М.: Недра, 1976. – 288 с.
3. Дополнение к проекту разработки Ай-Пимского месторождения, 2014. – 378 с.
4. Бахтияров, Г. А. Определение оптимального числа стадий гидро-разрыва пласта в горизонтальных скважинах / Г. А. Бахтияров, М. А. Фатхлисламов, Р. З. Нургалиев // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 3. – С. 46-49.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., док. техн. наук, профессор.

Влияние геолого-технологических факторов на эффективность применения радара

Мелешко Н.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для получения радарного изображения с высоким разрешением необходим очень узкий импульс во временной области. Этот импульс используется для измерения расстояния, отражательной способности и формы объекта. Следовательно, необходимый импульс должен быть достаточно

сильным для точного измерения. В большинстве случаев создание узкого импульса во временной области с высоким уровнем мощности для измерения высокого качества, особенно для дальнего расстояния, является трудной задачей. Вместо этого, чтобы получить импульс во временной области с высокой мощностью и точной разрешающей способностью, можно использовать некоторые типы обработки сигналов. Импульсное сжатие является методом решения этой проблемы. Импульсное сжатие основано на автокорреляционной функции передаваемого сигнала, который известен как фильтрация совпадений. Сигнал чирплет является одним из сигналов с очень хорошими автокорреляционными свойствами. В этой работе в качестве передаваемого сигнала используется сигнал чирплет. В радиолокационных системах эхо часто принимается непосредственно после переданного импульса и перед передачей другого импульса. Таким образом, время, необходимое для обнаружения первой цели, равно длительности импульса. Ширина импульса должна быть изменена таким образом, чтобы эхо первой мишени пришло после передачи импульса. Период тишины необходим для записи желаемого эхо-сигнала. Чем больше тишины, тем больше глубина или дальность обнаружения. В этом случае диаметр нефтяной скважины составляет около 20 см, а желаемая глубина проникновения через резервуар составляет 50 см, поскольку большая часть осадения асфальтенов происходит на меньшей глубине. Глубину можно определить, просто увеличив передаваемую мощность. Считается, что средняя диэлектрическая проницаемость составляет около 2,33 для нефти и 4 для масляных и стеновых материалов для расчета длительности импульса и времени молчания. Параметры конструкции, используемые для этого моделирования, показаны в Таблице 1. Для других свойств материала эти числа могут быть изменены. Ширина импульса должна быть достаточно короткой для определения поверхности стенки нефтяной скважины, и время молчания должно быть достаточно большим, поскольку все отражения (многолучевые) должны заглухнуть.

Таблица 1

Системные спецификации

Частота	Ширина импульса	Время тишины
1.4 до 11 ГГц	0,56 нс	15 нс

Библиографический список

1. Закирьянова, Г. Т. О влиянии высокочастотного и низкочастотного электрических полей на кинетику отстоя эмульсии / Г. Т. Закирьянова, Л. А. Ковалева, А. А. Мусин, Н. М. Насыров // Физика волновых процессов и радиотехнические системы. – 2010. – Т. 13, № 2. – С. 83-89.
2. Зайдельсон, И. И. Использование электрогидравлического эффекта в сейсморазведке / И. И. Зайдельсон, В. А. Редколис, В. И. Рихтер // Физика земли. – 1965. – №7. – С. 106-114.

3. Хансен, Р. С. Соотношение между антеннами как рассеивателями и как излучателями / Р. С. Хансен // ТИИЭР. – 1989. – т.77, №5. – С. 30-34.

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

Методы контроля и предупреждения коррозии в системе подготовки нефти и газа

Молдатаев Н.Б.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ввиду высокочрезмерности защиты промысла в системе подготовки нефти и газа, нам необходимы новые способы воздействия против коррозии нефтегазового оборудования, которые будут приемлемы и в отношении затрат, и в отношении простоты использования. Рассмотрим некоторые методы контроля и предупреждения коррозии в системе подготовки нефти и газа:

– Применение ингибиторов коррозии.

Наряду средств борьбы с коррозией металла при отсутствии труб с внутренней изоляцией существуют ингибиторы коррозии, благодаря которым, адсорбируясь поверхностным слоем трубы, образуется защитная пленка.

С помощью передвижных агрегатов периодически подают ингибитор в нефтяные скважины (в кольцевое пространство между обсадной колонной и подъемной трубой). Для этого между обсадной колонной и трубой (у башмака) предусмотрено пакерующее устройство (манжета) с небольшим (3—7 мм) отверстием для выхода ингибитора. Поданный в скважину объем ингибитора представляет собой запас на 10—15 дней.

Для того чтобы рассчитать минимальное количество ингибитора при обработке всей поверхности оборудования, включая внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны, внутреннюю и наружную поверхность подъемных труб, поверхность штанг, внутреннюю поверхность выкидной линии, воспользуемся формулой:

$$P = q * S,$$

где q — норма расхода ингибитора на 1 м² поверхности, кг/м²; S — суммарная площадь поверхности защищаемого оборудования, м².

– Применение технологии внутритрубной очистки.

Наиболее перспективным и приемлемым является комплексное применение внутритрубной очистки и ингибирования. В наше время технология является сравнительно новой, но уже нашла применение в Канаде.

Внутритрубная очистка и пробковая технология подачи ингибитора заключается в особом процессе, который мы сейчас рассмотрим. Одновре-

менно с очисткой, между двумя поршнями, из стационарно-установленной емкости закачивается реагент, а затем вся система подается в трубопровод, благодаря поперечным пазам заднего поршня, ингибитор уходит из пачки, осаждаясь на внутреннюю полость трубы. Рассмотрим данный процесс на рисунке 1.

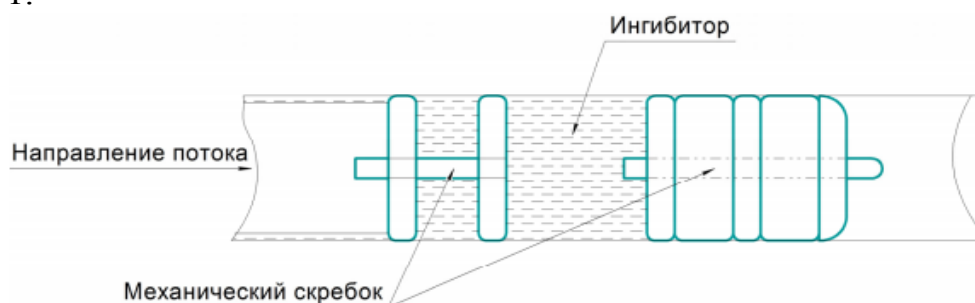


Рисунок 1. Пробковая технология подачи ингибитора

На нефтепродукты во время эксплуатации воздействуют многие вредные факторы. Поэтому первоочередной задачей является поддержание трубопроводов в работоспособном состоянии, регулярной диагностики и очистке внутренней полости. Необходима также своевременная реконструкция устройств и систем, обеспечивающих бесперебойную и качественную работу всей трубопроводной сети в целом.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что необходимость защиты нефтегазового промысла от коррозии стоит наиболее остро в связи с тем, что применение выше приведенных методов поможет избежать большие затраты в случае смены оборудования, а также обеспечит высокую эффективность, доступность и простоту в системе подготовки нефти и газа. Помимо экономического вопроса остро стоит вопрос защиты окружающей среды, что делает эту проблему более актуальной. Необходимо тщательно подбирать ингибиторы для конкретных условий эксплуатации оборудования на промысле. От этого в значительной мере зависят эффективность и экономичность защиты.

Следовательно, переход к применению внутритрубной очистки должен осуществляться постепенно, ввиду того, что в наше время не хватает полномасштабных исследований в данной теме, кадровой подготовленности, а также практики применения в России. Можно сказать о том, что полностью перевести все месторождения просто невозможно, но развитие данного способа и его модернизация поможет снизить риск аварийных ситуаций на месторождениях, вызванных коррозией металла.

Библиографический список

1. Нариков, К. А. Методы и средства очистки нефтепродуктопроводов от внутритрубных отложений / К. А. Нариков, А. А. Кузьев, Л. А. Чурикова // Молодой ученый. – 2017. – №11. – С. 94-97.

2. Мукатдисов, Н. И. Методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования/ Н. И. Мукатдисов, А. Р. Фархутдинова, А. А. Елпидинский // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – №3. – С. 279-282.

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

Алгоритм обнаружения трещин и экранирующих разломов в нефтяном пласте с использованием промысловых данных и фильтрационной модели потоков жидкости между скважинами

Мусакаев Э.Н.^{1,2,3}, Косяков В.П.^{1,2,3}

¹*Тюменский филиал института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук;*

²*ООО «Юни-КОНКОРД»;*

³*Тюменский государственный университет*

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках научного проекта № 18-19-00049

Нефтяное месторождение и система вскрывающих его нагнетательных и добывающих скважин представляют собой единый объект, работа всех элементов которого тесно взаимосвязана. Нефтяные пласты, как правило, характеризуются сложным геометрическим и тектоническим строением с различного рода дизъюнктивными нарушениями, которые, в свою очередь, существенно влияют на фильтрационные потоки в пласте и на выработку запасов. Особенно это касается проводящих высокопроницаемых трещин и экранирующих разломов.

Поэтому важной задачей становится идентификация таких нарушений, что не всегда удается сделать прямыми замерами. В данной работе предложен алгоритм для обнаружения трещин и экранирующих разломов с использованием промысловых данных и данных РИГИС.

Для этого гидродинамическая модель нефтяного месторождения рассматривается как модель с парными связями между скважинами (рис. 1). В этой модели фильтрация флюидов между скважинами с номерами i и j характеризуется двумя параметрами: проводимостью $T_{i,j}$ и объемом дренирования $V_{p,i,j}$. Проводимости между скважинами определяются следующим образом:

$$T_{i,j} = \alpha_{ij} \frac{B_{ij} K_{ij} H_{ij}}{L_{ij} \mu_{ij}},$$

где K – абсолютная проницаемость на границе между скважинами, B – ширина границы, через которую фильтруется жидкость, H – среднеарифметич-

ческая эффективная толщина коллектора, L - расстояние между скважинами, μ - вязкость жидкости, $\alpha_{ij} \in [0, \alpha_{max}]$ – безразмерные множители. Если $\alpha_{ij} = 0$, то связь между скважинами i и j (перетоков жидкости) отсутствует.

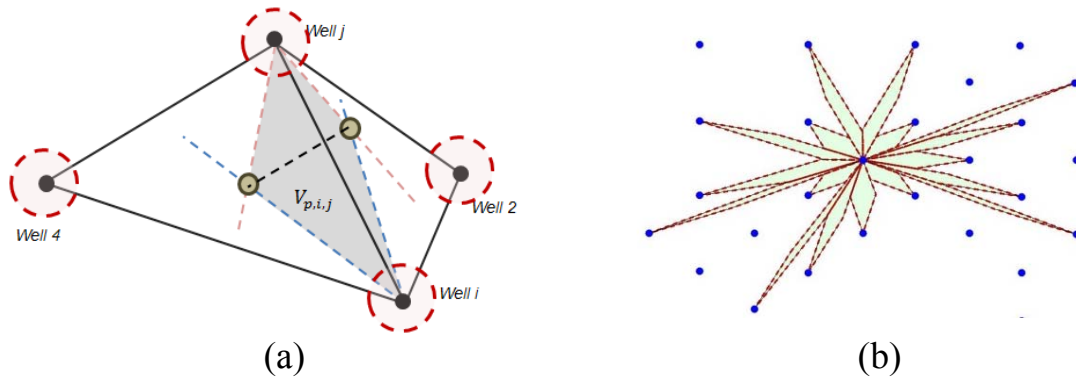


Рисунок 1. Схема построения связей между скважинами и дренируемых объемов, где а – построение дренируемого объема $V_{p,i,j}$ для пары скважин «i-j», б – для множества связанных скважин

Для идентификации потоков жидкости между скважинами с использованием значений дебитов жидкости и забойных давлений на скважинах применяется система уравнений материального баланса для однородной жидкости [1,2], которая имеет следующий вид:

$$\beta_i V_i \frac{dP_i}{dt} = k_i Q_{з,i} - Q_{ж,i} + \sum_{j=1}^{n_i} T_{i,j} (P_i - P_j) - \lambda_{пв,i} (P_i - P_{пв,i})$$

Здесь и далее индексом i внизу ($i = 1, \dots, N$) отмечены величины, относящиеся к i -ой скважине: P_i – среднее пластовое давление; $Q_{ж,i}$ и $Q_{з,i}$ – соответственно объемы добытой жидкости и закачанной воды; β_i – эффективный коэффициент сжимаемости смеси жидкостей и горной породы; k_i – коэффициент полезной закачки воды, равный доле закачанной воды, которая поступает непосредственно в расчетный пласт; $\lambda_{пв,i}$ – коэффициент, определяющий интенсивность притока подошвенной воды; n_i - количество скважин, связанных с i -ой скважиной; через $P_{пв,i}$ обозначено среднее давление в области подошвенной воды.

В качестве управляющих параметров используются безразмерные множители α_{ij} :

$$\vec{u} = \alpha_{ij}.$$

Тогда решением задачи будет являться такое значение вектора управляющих параметров $\vec{u} = \vec{u}_{opt}$, при котором целевая функция $J(\vec{u})$ имеет глобальный минимум $J(\vec{u}_{opt}) \rightarrow min$.

Информация о межскважинных связях дает представление о фильтрационных потоках в пласте, что, в свою очередь, можно интерпретировать как наличие или отсутствие трещин и разломов в тех или иных зонах.

Апробация алгоритма осуществлялась с помощью эталонной гидродинамической модели насыщенного пласта с непроводящим разломом и высокопроницаемой трещиной, разрабатываемого 9 скважинами (рис.2),.

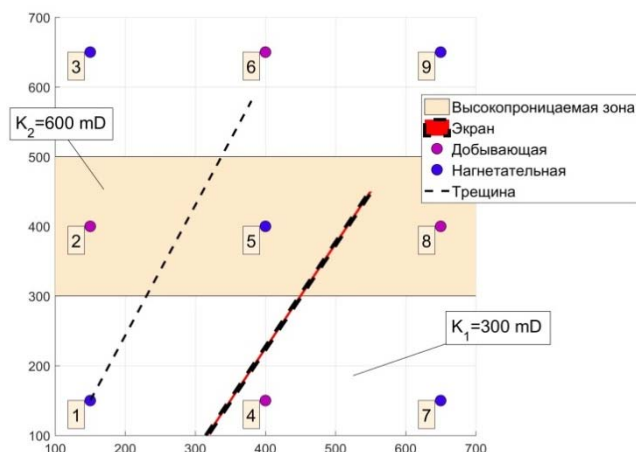


Рисунок 2. Геометрическое расположение неоднородности коллектора на участке

В результате работы предложенного алгоритма были определены все связи между скважинами, причем область экранирующего разлома отличалась отсутствием связей, а наиболее интенсивной связью оказалась связь между скважинами 1 и 6, где проходит высокопроницаемая трещина.

Библиографический список

1. Мирзаджанзаде, А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. / А. Х. Мирзаджанзаде., М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. - Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
2. Косяков, В. П. Вычислительная технология расчета материального баланса на нефтяном месторождении / В. П. Косяков, Я. В. Ширшов, Э. Н. Мусакаев // Нефтепромысловое дело. - 2015. - №11. - С. 30-35.

Оценка эффективности применения скважин с горизонтальным окончанием на нефтяном месторождении

Мясник А.В., Хайруллин Аз. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной статье приведен расчет производительности горизонтальной скважины в условиях нефтяного месторождения и оценка эффективности её применения. Расчет дебита производится по методу Телкова А. П. [1], в основу которого были положены идеи Борисова Ю. П. и Чарного И.

А. [2], в которых общее фильтрационное сопротивление участка нефтяного пласта со скважиной, математически описываемое сложными специальными функциями, расчленяется на части и представляется последовательностью фильтрационных сопротивлений (именуемых внешними и внутренними).

По Ю.П. Борису, дебит цепочки из t вертикальных скважин равен:

$$q_m = \frac{kh}{\mu} \frac{P_{пл}-P_3}{\frac{1}{m}\left(\frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{2\sigma}{2\pi r_c}\right)\right)} \quad (1)$$

где $\frac{kh}{\mu}$ – гидропроводность нефтяного пласта;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

P_3 – забойное давление, МПа;

m – число добывающих скважин;

L – расстояние от линии скважин до линии пластового давления, в данном случае $L = \sigma$, т.е. половине расстояния между соседними рядами добывающих скважин, м;

2σ – расстояние между соседними рядами добывающих скважин, м;

r_c – радиус скважины, м;

Однако Телков А. П. рассматривает одну горизонтальную скважину как цепочку из m вертикальных скважин. Формула дебита такой скважины будет иметь вид:

$$q_{\Gamma} = \frac{kh}{\mu} \frac{P_{пл}-P_3}{J_e+J_i} \quad (2)$$

где J_e – внешнее фильтрационное сопротивление (по Ю. П. Борису), равное

$$J_e = \frac{1}{2} \frac{L}{m2\sigma-l} \ln \frac{m2\sigma}{l} \quad (3)$$

J_i – внутреннее фильтрационное сопротивление (по Ю. П. Борису), равное

$$J_i = \frac{h}{l} \frac{1}{2\pi} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \quad (4)$$

По рассматриваемому нефтяному пласту с эффективной нефтяной толщиной $h=5,1$ м, проницаемостью $k=38,5$ мД, вязкостью нефти $\mu=1,77$ мПа·с, пластовое и забойное давление равны 25,7 МПа и 8 МПа соответственно, применяются горизонтальные скважины в интервале длин от 100 до 450 метров вместо отдельных пар вертикальных скважин ($m=2$), размещенных по равномерной квадратной сетке. Ширина нефтяной залежи $2\sigma = 500$ м, длина нефтяной залежи $m2\sigma = 1000$ м.

Значения дебитов и фильтрационных сопротивлений представлены в таблице 1.

Таблица 1

Рассчитанные дебиты и фильтрационные горизонтальных скважин

$l, \text{ м}$	J_e	J_i	$q_{\Gamma}, \text{ м}^3/\text{с}$	$q_{\Gamma}, \text{ м}^3/\text{сут}$
100	0,319803	0,017	0,001302	112,51
150	0,278988	0,01133	0,001511	130,53

Окончание таблицы 1

200	0,251475	0,0085	0,001687	145,76
250	0,231049	0,0068	0,001844	159,32
300	0,214995	0,00567	0,001988	171,73
350	0,201889	0,00486	0,002121	183,29
400	0,190894	0,00425	0,002248	194,19
450	0,181479	0,00378	0,002368	204,55

Полученные результаты не совсем коррелируют с проектными значениями. Связано это с тем, что данный пласт обусловлен высокой неоднородностью, которая должна быть учтена при расчете производительности. Учетом анизотропию нефтенасыщенной толщины в виде:

$$h' = h \cdot I_{ан} \quad (5)$$

$$I_{ан} = \sqrt{k_h/k_v}, \quad (6)$$

где k_h и k_v – горизонтальная и вертикальная проницаемости соответственно.

Также, учесть нужно и воздействие «скин-фактора» для учета ухудшения состояния призабойной зоны горизонтальной скважины. Так как в отличие от вертикальной скважины поток флюида к горизонтальной скважине является в общем случае не радиальным, а ухудшенная зона вокруг горизонтального участка не имеет строго определенной простой геометрии. Поэтому для определения «скин-фактора» в однородном пласте с цилиндрической околоскважинной зоной воспользуемся следующей формулой, которая является модификацией формулы расчета «скин-фактора» Хоукинса [3].

$$S = \frac{I_{ан} \cdot H}{L} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \quad (7)$$

В таком случае, значения производительности по скважине будут следующие (таблица 2)

Таблица 2

Рассчитанные дебиты и фильтрационные горизонтальных скважин с учетом скин-фактора и анизотропии

$l, м$	Je	Ji	$q_r, м^3/с$	$q_r, м^3/сут$
100	0,3198	0,20015	0,000217	18,76
150	0,27899	0,13343	0,000229	19,82
200	0,25147	0,10007	0,000237	20,47
250	0,23105	0,08006	0,000242	20,92
300	0,215	0,06672	0,000246	21,27
350	0,20189	0,05718	0,000249	21,54
400	0,19089	0,05004	0,000252	21,77
450	0,18148	0,04448	0,000254	21,96

Полученные выше значения дебитов горизонтальных скважин теперь очень близки к фактическим значениям, однако, как видно из расчетов, показатели работы горизонтальных скважин по дебитам и накопленной добыче не превышают аналогичные показатели по наклонно-направленным скважинам, что может быть связано с крайне высокой вертикальной и зональной неоднородностью продуктивных пластов. А так как стоимость горизонтальной скважины примерно в два раза выше стоимости вертикальной, то разработка нефтяного пласта изначально будет экономически менее эффективной.

Библиографический список

1. Брехунцов, А. М. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин: монография / А. П. Телков, В. К. Федорцов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. – 290 с.
2. Борисов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
3. Hawkins M. F. A Note on the Skin Effect / M. F. Hawkins // AIME. – 1956. – 356 с.

Научный руководитель: Хайруллин А. А., к.ф-м.н., доцент

Анализ разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения *Наумов А.А., Давиденков А.Ю.*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной статье представлены результаты разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения, которое расположено на восточном склоне Пур-Тазовского междуречья.

За историю разработки туронской залежи на месторождении можно выделить два периода опытно-промышленной эксплуатации.

Отбор газа по объекту Т₁₋₂ был получен в ходе опытно-промышленной эксплуатации разведочной скважины (начиная с 2005 г.). За этот период отбор газа составил 4,86 млн. м³, с учетом выпущенного в атмосферу в ходе проведения газогидродинамических исследований (ГДИ). Во втором квартале 2009 года скважина данная скважина была переведена в консервацию до уточнения фильтрационных характеристик по результатам выполненного ГРП.

Второй этап опытно-промышленной эксплуатации начат в 2011 году с бурения скважины № 174 и продолжается до сих пор. В период 12.05-21.07.2011 проведено освоение и ГДИ основного и бокового стволов сква-

жины. ГДИ выполнены как совместно, так и индивидуально по стволам со спуском манометра на глубину 635 м. Начальное пластовое давление оценивается в 9,61 МПа. Пуск скважины в промышленную эксплуатацию осуществлен в декабре 2011 г. Газ из скважины подается в сеноманский внутрипромысловый коллектор.

После ввода скважины в эксплуатацию в ней был проведен полный комплекс необходимых исследований. Для предотвращения гидратообразования и стабильной работы скважины производится постоянная подача метанола в оба ствола с начала эксплуатации.

Отбор газа в ходе исследований скважин как разведочного, так и наблюдательного фондов составил:– в скважине № 170 – 4,63 млн. м³;

- в скважине № 40-ПО – 3,19 млн. м³;
- в скважине № 41-ПО – 0,42 млн. м³;
- в скважине № 45-ПО – 6,10 млн. м³.

В мае 2014 года была пробурена скважина №184 с восходящим стволом. В июне этого же года после освоения скважины проведено ГДИ, полученный газ утилизирован. Пуск скважины в промышленную эксплуатацию осуществлен в декабре 2014 года. Начальное пластовое давление по результатам длительного КВД оценивается в 9,53 МПа.

Технологические показатели разработки на 31.12.2015 года составляют:

- средняя депрессия на газовых скважинах – 2,04 МПа (по проекту 2,53 МПа);
- среднее устьевое давление – 5,56 МПа (по проекту 4,78 МПа);
- пластовое давление в эксплуатационной зоне – 9,18 МПа (по проекту 8,68 МПа);
- средний дебит газа одной скважины – 252 тыс. м³/сут (по проекту 282 тыс. м³/сут);
- коэффициент эксплуатации – 0,76 (по проекту 0,86).

Отклонение технологических показателей находится в пределах допустимых для периода опытно-промышленной разработки (ОПР).

Стоит отметить, что сложившееся на данный момент отклонение темпа и степени выработки запасов может объясняться большими перерывами (до 30 дней) в работе скважины № 174 за период 01.01-01.10.2013, которые были вызваны остановкой скважины для проведения ГДИ, исследований через Надым-2М и для записи КВД. При этом все выявленные отклонения являются допустимыми значениями для периода ОПР.

Таким образом, можно констатировать, что в настоящее время корректировка технологических показателей на период ОПР не требуется.

Добыча газа из скважин № 174 и 184 поступает в шлейфы 17 и 18 кустов сеноманской залежи соответственно, дебит которых в свою очередь имеет сезонную зависимость.

В целом динамика среднего дебита скважин указывает на соответствие проекту, максимальное отклонение от проектного среднегодового значения не превышало 8 %.

Такая динамика определяется длительными остановками скважин при проведении запланированных исследований. Показатель дебита скважин не является постоянным, таким образом, накопленный отбор пластового газа на 31.12.2015 равен 363,0 млн. м³, что ниже на 7 % значения, заданного проектом ОПР в размере 391,9 млн. м³. Данное отклонение является допустимым для периода ОПР.

При этом следует отметить, что за все время эксплуатации скважины № 174 дебит бокового ствола составлял 80 % от общего дебита скважины, что обусловлено различием ФЕС по разрезу пласта. Скорость газа в НКТ в среднем равна 8,3 м/с и 2,2 м/с по боковому и основному стволам соответственно.

В целом можно заключить, что продуктивность скважины № 174 практически неизменна. Точная оценка динамики продуктивности эксплуатационной скважины № 174 затруднительна, так как режим работы скважины ограничен из-за подключения в сеноманскую ГСС.

Динамика изменения дебита газа и депрессии по скважине № 184 позволяет сделать вывод о сохранении первоначальной величины продуктивности.

Динамика пластового давления в районе скважины № 174 оценивается по данным КВД и глубинных замеров, для чего на скважине в соответствии с рекомендациями проектного документа с достаточно высокой периодичностью (2 раза в год) проводятся замеры пластового давления. По данным последней записи КВД (март 2015 г.) пластовое давление в скважине № 174 оценивается 8,65 МПа.

Значение пластового давления в эксплуатационной зоне скважины № 174 снижается незначительно быстрее, чем это предполагалось проектом ОПР. Отклонение данного показателя от проектного значения составляет 5,7 % (0,5МПа).

Библиографический список

1. Саранча, А. В. Эффективность геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях ХМАО-Югры / А. В. Саранча, Р. Х. Гибадулин, И. С. Саранча // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-8. – С. 1647-1651.
2. Саранча, А. В. Определение продуктивности скважин при гидро-разрыве пласта / А. В. Саранча, М. Л. Карнаухов // *Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика*. – 2007. – № 4. – С. 29.
3. Саранча, А. В. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении / А. В. Саранча, В. В. Федоров, Д. А. Митрофанов // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584.

Эффективность проведения ГРП на Северо-Губкинском месторождении

Никитина О.А., Шарапова О.Ю., Магерамов Р.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На Северо-Губкинском месторождении начиная с середины 90-х годов выполнено 85 операций по технологии ГРП. Большинство обработок проведено в период 1996-2000 гг.

Текущая дополнительная добыча нефти за счет всех обработок по месторождению составила 1265 тыс.т или 15 тыс.т/скв.

На начало 2013 года на месторождении выполнено 16 повторных обработок ГРП. Первые операции по скважинам с двумя ГРП были проведены в основном при вводе из бурения, это 10 ГРП, на скважинах эксплуатационного фонда 6 ГРП.

Повторные обработки проводились в одном интервале либо с дострелом кровельной или подошвенной части продуктивного пласта (13 ГРП) и в разных интервалах продуктивных пластов БП₁₀ и БП₁₁ – 3 ГРП.

Большинство повторных операций ГРП в одном интервале проведено по продуктивному пласту БП₁₁ – 9 ГРП, по пласту БП₁₀ – 2 ГРП, по одной повторной операции ГРП по пласту БП₈ и совместно на пластах БП₁₀ и БП₁₁.

В среднем за квартал после проведения ГРП по вторым обработкам дебит скважины по нефти на одном уровне с первыми ГРП – 21 против 22 т/сут, дебит скважины по жидкости выше – 42 против 26 т/сут. При этом средний прирост дебита скважины по нефти за год после повторных операций в 2,3 раза ниже первых обработок: 7,7 против 17,8 т/сут, что обусловлено высоким уровнем обводненности после вторых операций ГРП - 50 против 16 % и высокой степенью выработки запасов нефти на месторождении (средний отбор нефти на скважину на момент проведения первых операций составил 5,7 тыс.т/скв, на момент проведения вторых обработок ГРП – 40 тыс.т/скв.).

Скважины с трещиной ГРП на месторождении вскрывают продуктивный пласт с эффективной толщиной 8,2 м и проницаемостью 191,4 мД. Средняя масса закачиваемого проппанта составила 27 т. Средний дебит скважины по нефти после обработки за квартал составил 24 т/сут, прирост дебита скважины по нефти за время эффекта – 14 т/сут. По результатам одного МГРП входной дебит скважины по нефти составил 18 т/сут.

По скважинам эксплуатационных объектов БП₁₀ и БП₁₁ выявлено: с увеличением эффективной толщины пласта дебиты скважин по жидкости и нефти после обработок растут, также наблюдается тенденция роста дебита скважин по жидкости с нарастанием массы закачиваемого расклинивающего агента.

На месторождении с 1996 года было проведено 16 повторных операций по технологии ГРП. Эффективность повторных операций ГРП ниже первых, что связано не только с истощением запасов нефти, но также с ростом обводненности скважин и различием в способах эксплуатации последних.

На скважинах месторождения из 42 ГРП на эксплуатационном фонде к низкоэффективным были отнесены 11 операций по технологии ГРП (средний прирост дебита скважин по нефти за отработанное время в год обработки менее 5 т/сут). Основными причинами низкого эффекта после обработок скважин по технологии ГРП является высокая обводненность последних, обусловленная влиянием закачки от ближайших нагнетательных скважин, либо заколонными перетоками, которые имеют место, а также из-за подключения нижних водонасыщенных интервалов.

В последние годы на месторождении количество обработок по технологии ГРП значительно уменьшилось, основное количество в последние три года проведено на скважинах после бурения БС и одна операция при бурении второго ствола с горизонтальным направлением. Зарезка вторых стволов с горизонтальным направлением может служить методом повышения извлечения остаточных запасов нефти в случаях преждевременного обводнения вертикально направленных скважин. Также разработка месторождения с использованием горизонтально направленных скважин является одним из перспективных методов освоения запасов нефти, приуроченных к низко продуктивным коллекторам и к зонам водонефтяного контакта.

При выполнении операций по технологии ГРП рекомендуется увеличение удельной массы закачиваемого расклинивающего агента до 4 т/м со своевременным формированием системы поддержания пластового давления на месторождении. В условиях наличия ниже залегающих водонасыщенных интервалов, либо близко расположенных обводненных частей пласта при проведении операций ГРП, рекомендуется ограничить массу закачиваемого расклинивающего агента до 2 т/м. При малых расстояниях от добывающих до нагнетательных скважин, необходимо ограничение развития роста трещины по длине до 40 м.

Библиографический список

1. Саранча, А. В. Эффективность геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях ХМАО-Югры / А. В. Саранча, Р. Х. Гибадулин, И. С. Саранча // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-8. – С. 1647-1651.
2. Саранча, А. В. Определение продуктивности скважин при гидро-разрыве пласта / А. В. Саранча, М. Л. Карнаухов // *Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика*. – 2007. – № 4. – С. 29.
3. Саранча, А. В. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении / А. В. Саранча, В. В. Федоров, Д. А. Митрофанов // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584.

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

Поддержание пластового давления закачкой газа

Нуртдинов Т.Р., Павлова А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На нефтяных объектах широкое применение получила система поддержания давления. Она реализуется путем закачки подготовленной воды в пласт, тем самым создается система упруговодонапорного режима. В продуктивных коллекторах в которых присутствуют глины, закачка воды малоэффективна так как, глины смачиваясь водой, набухают, вследствие этого уменьшается проницаемость коллектора. В этих же условиях закачка CO₂, невзаимодействующего с породами коллектора, не приводит к уменьшению проницаемости коллектора и может оказаться приемлемой для поддержания технологического процесса. [1]

Если сравнить два агента (воду и CO₂) с энергетической стороны, то затраты на закачку сухого газа будут больше ввиду нескольких причин:

– Давление на забое скважины при закачке воды создается за счет гидростатического давления столба жидкости и давления на устье нагнетательной скважины. Так как плотность газа значительно меньше плотности воды, поэтому давление столба газа примерно в 8-14 меньше давления столба воды. Следовательно, давление на устье необходимо создавать выше, тем самым расходуя больше энергии;

– Как и большинство газов, сухой газ является сжимаемой системой. Объем CO₂ в пластовых условиях в несколько раз меньше объема в поверхностных условиях, этот факт приводит к увеличению объема закачки. Также на увеличение объема закаченного газа влияет тот факт, что газ растворяется в воде и нефти. По мере растворения газа происходит увеличение коэффициента подвижности, так как вязкость флюидов уменьшается. Опытным путем была установлена зависимость между начальной вязкостью и вязкостью при насыщении нефти углекислым газом, которая представлена в таблице 1. [2]

Таблица 1

Значение вязкости, полученные в ходе лабораторных исследований

Начальная вязкость нефти, мПа·с	Вязкость нефти после насыщения CO ₂ , мПа·с
1000-9000	15-160
100-600	3-15
10-100	1-3
1-9	0,5-0,9

В целом если на месторождении есть мощный источник природного или иного газа, то применение его может сократить капиталовложение на реализацию поддержания пластового давления.

Предпочтительнее всего использовать углекислый газ так как:

1. CO₂ не образует взрывоопасных смесей с углеводородами;
2. Растворимость выше по сравнению с другими газами, что увеличивает коэффициент охвата и КИН в целом;
3. При взаимодействии с водой образует угольную кислоту, которая растворяет некоторые породы пласта и цементов, увеличивая проницаемость.

Поддержание пластового давления с помощью закачки газа сложный технологический процесс. Для максимальной эффективности требуется поддерживать давление, при котором происходит смешивающееся вытеснение.

Библиографический список

1. Синцов, И. А. Повышение нефтеотдачи путем закачки углекислого газа / И. А. Синцов // Нефть и газ Западной Сибири. – 2016. – №3. – С. 205-209.
2. Синцов, И. А. Создание универсальной гидродинамической модели верхнеюрских коллекторов / И. А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 2-0. – С. 177-181.

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

Применение и исследование поверхностно-активных веществ (ПАВ) для воздействия на нефтяные пласты

Осиян Э.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: КИН, мицеллы, нефтеотдача, ПАВ, поверхностное натяжение, продуктивность пласта, водный раствор типа ОП-10.

В ближайшей устремленности преобладающую значимость, как важнейшего источника моторных топлив и сырья нефтехимических производств, зафиксирована за нефтью. Вдобавок, опережающая добыча из активных запасов будет иметь следствием, что через 20 лет основной объем мировой добычи до 70 % будет пополняться за счет трудноизвлекаемых запасов нефти. Наше время демонстрирует, что в нашей стране многие крупнейшие нефтяные месторождения испытывают трудности, а именно появление все больше трудноизвлекаемых запасов на поздних стадиях разработки, их доля повысилась в 10-15 раз и продолжает расти. Следует отметить, повышение КИН хоть на 1-1,5 % дает России в год прирост добычи углеводородных ресурсов величиной 15-20 млн. тонн, которая равноценна новому месторождению.

В статье представлен анализ использования ПАВ марки отечественного использования на нефтяном месторождении.

Данная технология позволяет «оживить и облегчить» добычу тяжелой нефти, которая обладает повышенной плотностью, чаще всего на последней стадии разработки, реже на третьей, которые традиционными способами уже невозможны или малорентабельны.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – химические соединения, которые, концентрируясь на поверхности раздела термодинамических фаз, оказывают понижение поверхностного натяжения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на всевозможных поверхностях раздела. Эти вещества, способные снимать грани между всеми различными веществами (жидкость - воздух, жидкость - твердое тело, нефть – вода), ее применяют для гидрофобизации призабойной зоны пласта с намерением увеличения нефтеотдачи. [1].

Уникальность ПАВ в следующем, а именно, молекулы ПАВ содержат в себе одновременно две противоположные по свойствам группы, в природе которой не существует:

- Полярную (гидрофильную)- углеводородная группа «хвост»;
- Неполярную (гидрофобную) – «голова».

В совокупности эти группы образуют *мицеллы*. **Мицеллы** - это шарообразные конструкции, способные окутывать какое-либо вещество.

Капелька нефти сидит на поверхности в грунте – крепко, связано, ПАВ имеет такое свойство, оно подходит под него и вымещает нефть, оно садится под него.

ПАВ образует мицеллы, чтобы уменьшить контакт гидрофобных (хвост) частей с растворителем (+), а гидрофильные (головка) части отталкиваются друг от друга, препятствуя агрегации (-).

Наша отечественная практика использует неионогенные ПАВ типа ОП-10, которые впервые нашли свое применение на Арланском месторождении с 1964 года, ее зависимость представлена на рисунке 1.

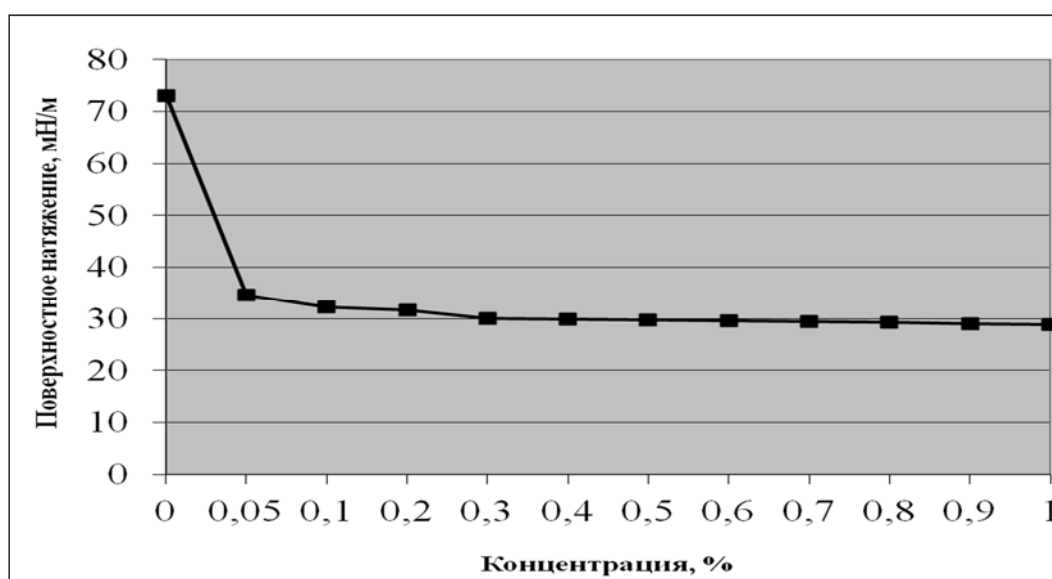


Рисунок 1. Зависимость поверхностного натяжения от концентрации ПАВ

Зависимость поверхностного натяжения водных растворов ПАВ от концентрации (с) хорошо описывается уравнением Шишковского:

$$\sigma = \sigma_0 \cdot b \cdot \ln(1 + Ac) \dots \dots \dots (1)$$

где b и A – постоянные, причем константа b постоянна для всего гомологического ПАВ, тогда как константа A возрастает в 3-3,5 раза при переходе от C_n -го к каждому последующему C_{n+1} гомологу, σ_0 - поверхностное натяжение чистого растворителя.

Таблица 1

Характеристика продуктивных пластов Арланского месторождения

Пласт	AC_7	AC_8	AC_9	BC_1	BC_2	BC_{16-17}	BC_{18-20}	$ЮС_2$
Параметры								
Средняя глубина залегания, мм	1950	1960	1990	2010	2030	2450	2580	2700
Тип залежи	Пластово-сводовая							
Отметка ГНК, м	1895	1895	-	-	-	-	-	-
Отметка ВНК, м	1905	1908	1911	2045	2045	2420	2504	не опр.
Пористость, %	26	26	25	26	25	26	20	16
Проницаемость, мД	73	194	297	571	385	29	18	9
Показатель неоднородности	0,264	0,468	0,98	0,38	0,492	1,556	1,678	1,570
Тем-ра пласта, С	57	57	57	61	59	78	66	71
Вязкость нефти в пл. усл., мПа·сек	3,8	3,2	4,7	4,8	6,1	4,9	5,58	3,1

Месторождение разрабатывается в основном ШГН, средний дебит по месторождению 7,9 т/сут.

Воздействовать на пласт предлагается раствором ОП-10, концентрацией 1-3%, поскольку по мере продвижения вытесняющего агента в пласте, концентрация ПАВ в растворе в следствии адсорбции уменьшается и, следовательно, снижается реакция (воздействие) на пласт.

Анализ результатов внедрения поверхностно-активных веществ, а именно неионогенного типа ОП-10 на нефтяные пласты, на примере Арланского месторождения, позволил сделать умозаключения:

- Увеличивает приемистость скважин, проницаемость пласта-коллектора и увеличивает охват пласта заводнением за счет биообразований (мицелл) и закупорки;
- Происходит изоляция трещин и снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз;
- Происходит улучшение гидродинамических характеристик пластовых флюидов;
- Увеличение фонда добывающих скважин, а также позволяет добыть дополнительную добычу нефти.

Выводы

Таким образом, можно сказать, что эффективность данной технологии, несомненно, зависит от следующих критериев: от состава породы пласта, нагнетаемой воды – правильной пропорции как воды, так и концентрации ПАВ, физические свойства пласта, а именно его температуру и степень истощенности пласта. Также следует отметить, что у неионогенных ПАВ слабая биоразлагаемость (всего 35-40%) и высокая способность загрязнения окружающей среды, сильная чувствительность к качеству воды – содержанию кислорода, микроорганизмов и механических примесей, которые в состоянии свести эффект к ничтожеству (нолю), вследствие разрушения раствора. Применение данной технологии позволит нам рационально и эффективно добывать такой ценный ресурс, как нефть, что позволит решить ряд экономических и экологических вопросов.

Библиографический список

1. Аметов, И. М. Исследование особенностей вытеснения нефти раствором ПАВ/ И. М. Аметов, В. Е. Гальцев, А. М. Кузнецов// Нефтяное хозяйство: – 1995. – № 7. – С. 43-44.
2. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. - Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.

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

Оптимизация заводнения нефтяных месторождений при высоких давлениях закачки

Остапчук Д.А., Синцов И.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Накопленный десятилетиями опыт заводнения нефтяных месторождений показывает, что при закачке жидкости в пласт при высоких давлениях нагнетания в некоторых случаях имеет место образование искусственных трещин. По своей природе механизм разрыва породы при заводнении близок к механизму образования трещин при проведении на скважине гидроразрыва пласта (ГРП), однако, трещина авторазрыва (автоГРП) не закрепляется расклинивающим агентом и не имеет постоянной геометрической формы, изменяясь в размерах вместе с изменением давления нагнетания [1]. Эффективность работы таких скважин может быть довольно низкой, так как образовавшаяся трещина авторазрыва может, во-первых, распространиться в зону с отсутствующими остаточными запасами нефти, а, во-вторых, стать каналом для прорыва воды напрямую в добывающую скважину в обход нефти.

В данной работе выдвигается, а затем и обосновывается гипотеза о том, что наличие трещины авторазрыва в нагнетательной скважине может привести еще к одному нежелательному эффекту. Так, при анализе эффективности проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в нагнетательных скважинах трех месторождений были выявлены множественные случаи, когда мероприятия по изменению профиля приемистости имели эффект, обратный ожидаемому: в результате проведенной обработки призабойной зоны (ОПЗ) в нагнетательной скважине ее приемистость снижалась, а в результате выравнивания профиля приемистости ВПП – увеличивалась. При этом нагнетательные скважины на перечисленных месторождениях работают с давлениями, близкими к давлению разрыва. Таким образом, авторы предполагают, что непосредственной причиной проведения неэффективных ГТМ в нагнетательных скважинах может являться наличие трещины авторазрыва.

Для выявления трещин авторазрыва в работе гидродинамические исследования скважин [2], так и результаты проведенных на месторождениях гидроразрывов пласта.

Всего на трех месторождениях было проведено 212 ОПЗ и ВПП, из которых 69 оказались с противоположным эффектом.

Стоит отметить, что из 33 вышеуказанных ГТМ 19 заключались в проведении ОПЗ, а 14 – в проведении ВПП, при этом 15 из 19 ОПЗ и 7 из 14 ВПП проведены в скважинах с трещинами авторазрыва. Также была сопоставлена эффективность проведения ГТМ в скважинах с трещиной автоГРП, ГРП и в скважинах без трещины. По результатам можно сделать вывод, что потенциальная вероятность проведения неэффективного ГТМ в скважине авторазрыва почти в два раза превышает аналогичный показатель для скважин без трещины и для скважин с проведенным ГРП.

Природа зависимости эффективности проведения ОПЗ и ВПП в скважине от наличия в ней трещины автоГРП обусловлена влиянием скин-фактора на распространение волны депрессии в прискважинной зоне пласта.

При проведении обработки призабойной зоны и выравнивания профиля приемистости и наблюдаются вышеописанные явления. Так, в результате ОПЗ скин-фактор скважины уменьшается, а после ВПП – увеличивается; аналогичным образом изменяется и давление на стенке скважины. В случае со скважинами с трещинами автоГРП принципиальным является то, как давления на стенке скважины до ГТМ и после ГТМ соотносятся с давлением разрыва породы.

Эффект, описанный в работе, может быть использован как для предотвращения образования трещин авторазрыва, так и для стимуляции их раскрытия при необходимости.

Библиографический список

1. Афанасьева, А. В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания [Текст]: монография / А. В. Афанасьева, А. Т. Горбунов, И. Н. Шустеф. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

2. Карнаухов, М. Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин [Текст]: справочник инженера по исследованию скважин / М. Л. Карнаухов, Е. М. Пьянкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.

Научный руководитель: Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор

Эффективность применения горизонтальных скважин по сравнению с наклонными на примере Ромашкинского месторождения

Павлова А.А., Нуртдинов Т.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рассмотрим локальный участок залежи № 3 Ромашкинского месторождения, который разрабатывается группой горизонтальных скважин.

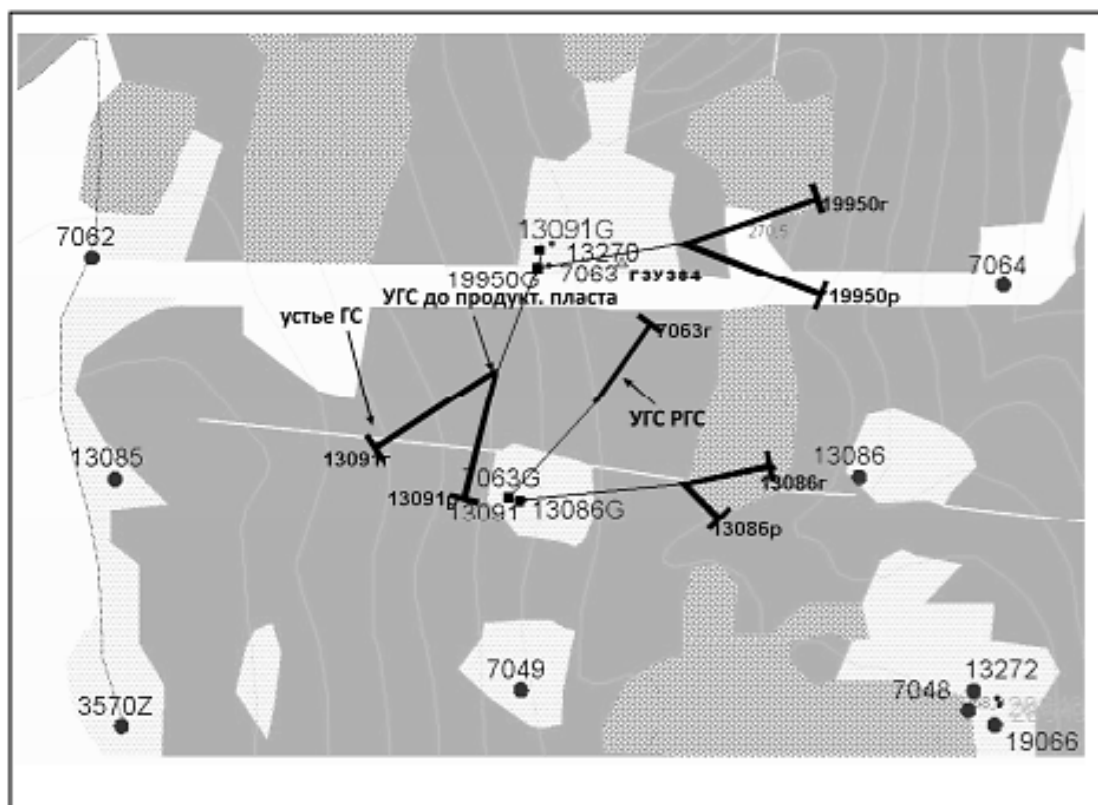


Рисунок 1. Схема расположения ГС и РГС

Как видно из рис.1, на участке эксплуатируются три РГС — 13086ГР, 19950ГР, 13091ГР, одна ГС — 7063Г и одна ННС — 13091. На рис. 2 и 3 приведены сравнительные графики показателей разработки локального участка и залежи в целом. По анализу 10-летней эксплуатации участка можно отметить высокую эффективность применяемого способа.

В среднем по залежи № 3:

- Для ННС при дебите жидкости 17,7 т/сут депрессия составляет 2,2 МПа.
- Для ГС при дебите жидкости 21,1 т/сут депрессия составляет 1,8 МПа.
- Для РГС при дебите жидкости 47,4 т/сут депрессия составляет 1,6 МПа.

Исходя из вышесказанного, можем сделать вывод, что ГС и РГС позволяют эксплуатировать месторождение при пониженных депрессиях на пласт.

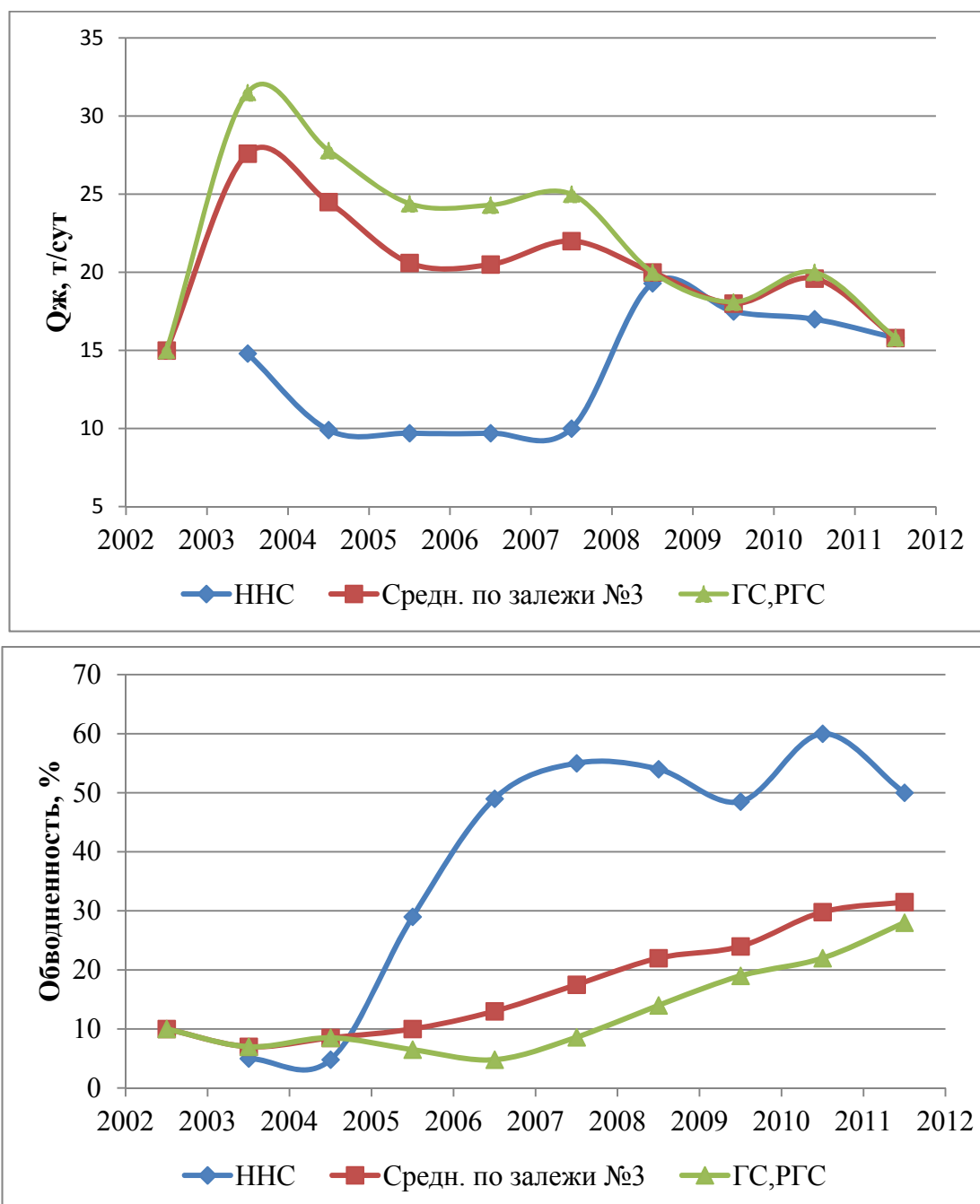


Рисунок 2. Динамика дебита нефти и обводненности

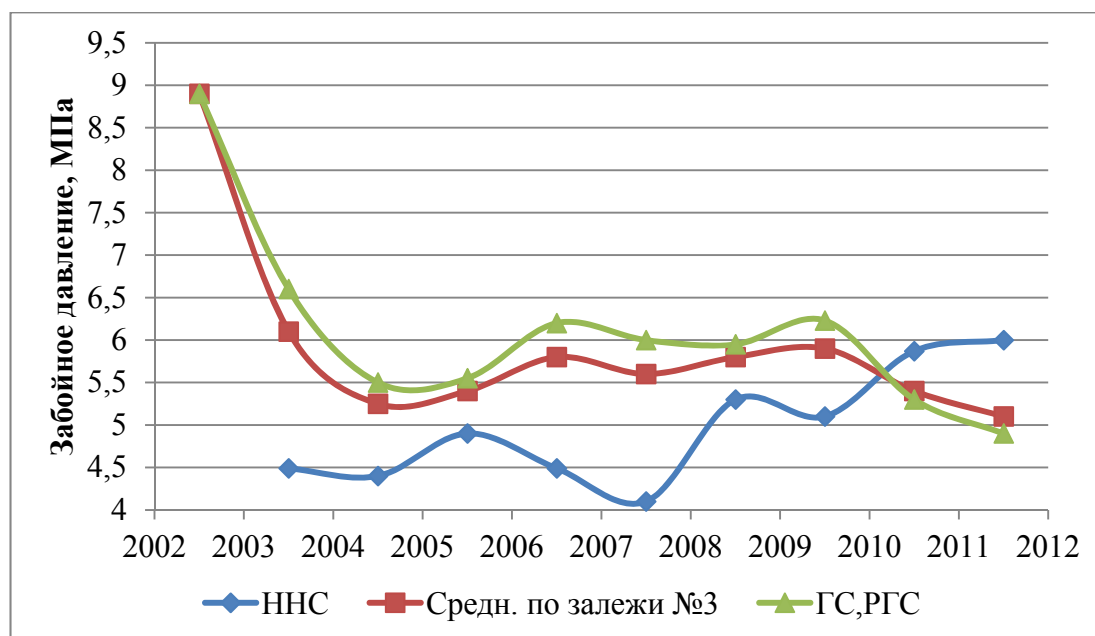
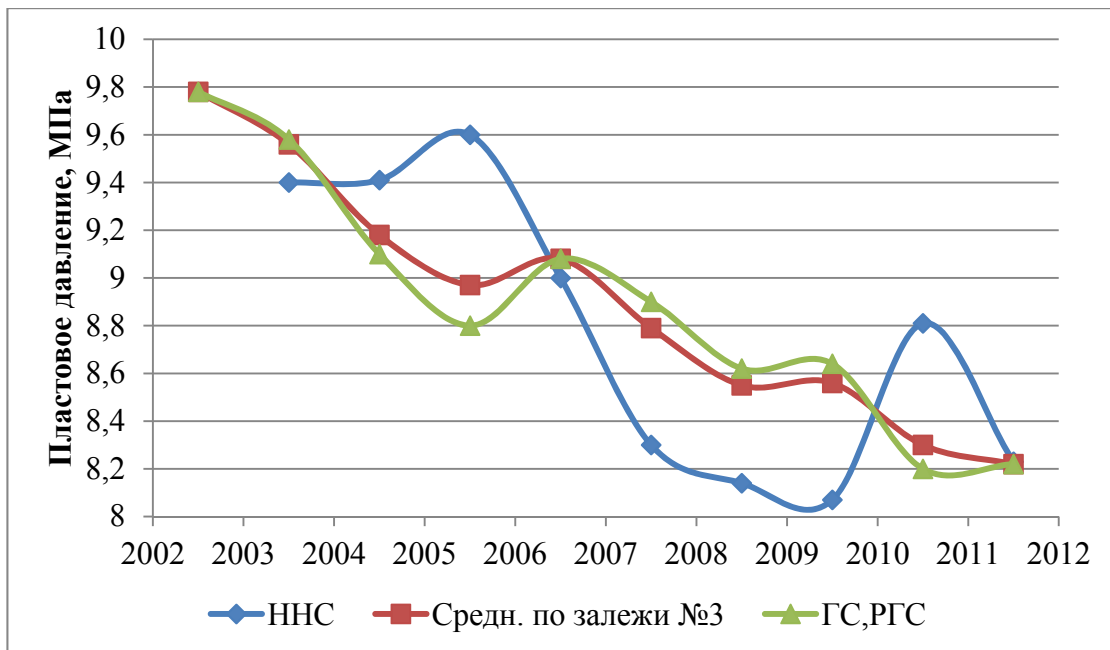


Рисунок 3. Динамика пластового и забойного давлений

Итоги по внедрению технологии горизонтального бурения:

Сравнение средних показателей работы ГС и ННС в границах описываемого локального участка подтверждает эффективность применения в разработке ГС. Например, по ННС 13091 темпы снижения давлений выше, чем по ГС, и близки к средним показателям залежи. В период с 2003-2005 гг. обводненность продукции в ННС сохранялась на уровне обводненности ГС. Однако за последующие 6 лет происходит увеличение обводненности. Данный показатель стремится к средней величине по залежи. Стабильный дебит нефти ННС обеспечивается только благодаря увеличивающимся отборам жидкости.

Если говорить о стоимости и временных затратах на строительство РГС, то они на 40 % выше, чем на ННС, но получаемая добыча компенсирует их в 3 раза быстрее. [2]

Библиографический список

1. Фазлыев, Р. Т. Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию бурения горизонтальных, многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов: учебное пособие / Р. Т. Фазлыев, Л. М. Миронова, И. Н. Хакимзянов. — Бугульма, 2005. — 159 с.

2. Хакимзянов, И. Н. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений / И. Н. Хакимзянов [и др.] — Казань: ФЭН, 2011. — 320 с.

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

Разработка и исследования технологии повышения околоскважинной зоны электро-гидроударами

Паклинов Н.М., Барышников А.А., Ведменский А.М.

Тюменский индустриальный университет г. Тюмень

Технология электро-гидроударов в районе околоскважинной зоны является из методов интенсификации добычи нефти, основанный на использовании резонансных свойств пласта. Технология разработана в середине 90-х годов при участии Горного Университета (Санкт-Петербург) и ФГУП "НИИЭФА им.Д.В.Ефремова". Данная технология по техническим параметрам полностью соответствует характеристикам, присущим нелинейным системам, кратковременное (около 50 мкс) выделение значительное количество энергии с высокой температурой (свыше 10000 °С) формирует ударную волну с высоким давлением, превышающим пластовое. [1]

При использовании технологии электро-гидроударов увеличивается проницаемость околоскважинной зоны, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта очищение порового пространства и формирование новых микротрещин в призабойной зоне скважины и фильтрационных каналах пласта. [2]

В основе данной технологии лежит электрогидравлический удар, создающий разряды в жидкой среде, за счет использования проводника, который в основном является металлической калиброванной проволокой. Во время разряда формируется канал плазменного типа, в это же время проводник преобразуется в пар с высокой температурой, плотностью и высоким давлением, выполняя роль ударной волны, со сверхзвуковой скоростью распространения. В плотности скважины во время взрыва проводни-

ка максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне. За счет скорого расширения плазмы создается ударная волна, а скачки плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что способствует выносу кольматирующих веществ из окколоскважинной зоны в ствол скважины. [3]

Ударная волна, выходя через перфорационные отверстия в зону проникновения в упругую среду, вызывает ее движение, быстро затухает, превращаясь в ряд последовательных колебаний, распространяющихся со скоростью упругих волн.

На данный момент в Тюменско индустриальном университете создана лабораторная научно-исследовательская установка по исследования влияния электро-гидроударов на образцы горной породы. В основе данной лабораторной установке, в отличии от аналогов используется по методу Юткина, в котором нет необходимости использования дополнительного калиброванного металлического проводника.

Объектом исследования являются образцы горной породы взятых с одной глубины и одного пласта. Исследования проводятся на основе матрицы экспериментов, что позволит более точно обработаться данные. После получения результатов, будет выявлена зависимость, которая в дальнейшем будет взята за основу компьютерного моделирования на гидродинамической модели, в таких программных комплексах как *tempest*, *HydraSym* немезида и др.

Данное направление является перспективным и требует дальнейших исследований.

Библиографический список

1. Ащепков, М. Ю. Дилатационно-волновое воздействие на нефтяные пласты: дис... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Ащепков М. Ю. – Уфа, 2003. – 140 с.
2. Газизов, А. Ш. Научно-технические основы энергосберегающих технологий повышения нефтеотдачи пластов /А. Ш. Газизов, А. А. Газизов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С.60-64.
3. Максютин А. В. Экспериментальные исследования реологических свойств высоковязкой нефти при упругом волновом воздействии / А. В. Максютин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 5. – С.4-8.

Научный руководитель: Стрекалов А.В. д.т.н, профессор

Анализ метода материального баланса при подсчете запасов

Паутов А.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При разработке месторождений достоверное определение начальных запасов углеводородного сырья является одной из ключевых задач. С точки зрения анализа разработки наиболее интересна динамика дренируемого объема пласта, которая характеризует эффективность системы разработки, позволяет судить о правомерности подсчета запасов по падению пластового давления, о начале проявления водонапорного режима и объемах вторгающейся воды. При обосновании систем разработки месторождения целесообразно проводить анализ динамики дренируемого объема на темп приращения и полноту охвата балансовых запасов.

Запасы газа представляют одну из наиболее важных характеристик месторождения. На сегодняшний день они оцениваются величиной балансовых или геологических запасов различных категорий, которые характеризуют потенциал месторождения, не зависящий от системы разработки. Известны две группы методов подсчета балансовых запасов: объемный метод, сформировавшийся на геологической модели, и методы, обоснованные историей разработки месторождения [1]. Достоверность объемного метода зависит от сложности исследуемого объекта, плотности сетки скважин, комплекса ГИС, объемов отбора и исследований керна, вида и объемов сейсмики. Для газовых месторождений достоверность этого метода ниже, чем для нефтяных в связи с меньшей плотностью сетки скважин. В связи с этим, для газовых месторождений большее внимание уделяется методам подсчета, основанным на истории разработки. Достоверность этих методов зависит не только от качества фактических данных, но и от того насколько балансовые запасы газа охвачены процессом разработки.

Таким образом, актуальностью работы является отсутствие специальных методов, позволяющих определить, как изменяется величина дренируемых или вовлеченных в разработку запасов газа.

Основой метода материального баланса считается зависимость динамики изменения физического состояния газа и нефти, их фазового соотношения в пласте в зависимости от динамики изменения $P_{пл}$ в процессе разработки [3]. Положения метода материального баланса являются основой методов подсчета запасов залежей при разработке динамических моделей исследуемых объектов. В качестве объекта может выступать изолированные друг от друга поля, и блоки, и вся залежь, рассматриваемая как цельная гидродинамическая система. С учетом данного требования существуют ограничения на использование различных способов с учетом принципов метода материального баланса [2]. Достоверность полученных результатов достигается при условии, когда дренируется весь объем залежи.

Анализ динамики дренируемого объема позволяет проводить оценку систем разработки по темпу и полноте вовлечения запасов в разработку не только по фактическим данным, когда уже трудно усовершенствовать сложившуюся систему, но и на этапе проектирования.

Таким образом, методы, основанные на материальном балансе, начиная с определенной стадии разработки, дают более достоверные результаты, т. е. точность оценки возрастает по мере увеличения накопленной добычи газа. Также методы применяются для контроля и внесения своевременных изменений в проекты разработки, постановки дополнительных исследовательских работ. Точность подсчета запасов газа на основе уравнения материального баланса зависит от правильности определения среднего пластового давления и количества воды, поступившей в залежь.

Библиографический список

1. Калиновский, Ю. В. Влияние размера зоны дренирования на показатели разработки газовой залежи / Ю. В. Калиновский // Газовая промышленность. – 2014. – № 1. – С. 5-8.

2. Зотов, Г. А. Геотехнологические основы использования газодинамических методов оценки дренируемых запасов газа. / Г. А. Зотов – Москва: Проспект, 2008. – 164 с.

3. Колбиков, С. В. Методы подсчета запасов по падению пластового давления / С. В. Колбиков // Газовая промышленность. – 2014. – № 1. – С. 18-22.

Научный руководитель: Кадочникова Л.М., канд. физ. мат. наук. доцент.

Применение методов Data Mining для повышения эффективности проведения перфорационных работ при разработке месторождений

Полякова Н.С., Радевич Ю.Е.

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

В работе рассмотрены статистические методы обработки данных с целью поиска зависимостей между технологическими, геолого-физическими параметрами скважин и эффективностью проведения перфорационных работ. Проведен анализ и представлена сравнительная характеристика применения следующих методов: регрессионный анализ в MS Excel, линейная регрессия в MS Azur MLS, регрессия нейронной сети в MS.

В условиях длительной разработки месторождения, с целью увеличения продуктивности скважин, применяют различные геолого-технические мероприятия по интенсификации притока. Как правило, выбор мероприя-

тия или подбор скважин-кандидатов производится вручную при проведении детального геолого-промыслового анализа. В условиях объектов с фондом скважин в несколько тысяч единиц данная задача становится достаточно трудоемкой. В работе рассмотрена возможность применения методов Data Mining с целью оптимизации подбора геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Отработка методов Data Mining проводилась на примере перфорационных работ. Особенностью данного вида мероприятий является его невысокая стоимость, а прогнозирование эффекта может производиться по небольшому числу исходных параметров.

Целью работы является поиск зависимостей между влияющими параметрами и эффективностью мероприятий для построения математических моделей с применением стандартного пакета «Анализ данных» MS Excel и с использованием метода Data Mining (регрессия нейронной сети), позволяющих находить скважины-кандидаты под рассматриваемый вид работ на примере объекта БВ₈ Повховского месторождения. Данный объект выбран в связи с достаточным для анализа объемом фактически проведенных мероприятий – 177 дострелов (2000-2017 гг.).

Объект БВ₈ является основным, определяющим добычу месторождения. Основная площадь объекта разрабатывается с 1978 года. На текущий момент отбор от НИЗ составляет 85,2 % при обводненности продукции 89,5 %.

Для определения прироста дебита нефти после проведения дострела предлагается создание двух математических моделей: для оценки прироста дебита жидкости; для оценки обводненности после проведения мероприятия.

Для построения математической модели оценки дебита жидкости, исходя из формулы Дюпюи, приняты следующие параметры: толщина пласта, проницаемость, депрессия ввиду их высокой точности определения. Также в уравнение добавлен параметр максимального дебита жидкости окружающих скважин с целью оценки фактического значения продуктивности пласта. Для оценки обводненности после мероприятия приняты следующие параметры: удельное значение текущих извлекаемых запасов нефти на метр толщины пласта, значение обводненности до мероприятия, прирост дебита жидкости после мероприятия – учитывает взаимовлияния фаз воды и нефти.

Параметр дебита нефти соответственно пересчитывается по вычисленным значениям обводненности и дебита жидкости.

Далее выборка была разделена на обучающую и тестовую. В первую вошли дострелы с 2000-2015 гг. (80% исходной информации). Обучающая модель необходима для настройки алгоритма и выявления зависимостей между прогнозируемым параметром и влияющими. Проверка полученных зависимостей производилась на тестовой модели, в которую вошли 20% исходных данных (дострелы с 2016-2017 гг.).

В первую очередь, в работе рассматривается построение моделей стандартным методом линейной регрессии с использованием встроенного пакета «Анализ данных» в MS Excel. Суть регрессии заключается в определении степени влияния каждого из предполагаемых влияющих параметров X_1, \dots, X_n на зависимую переменную Y :

$$Y = \sum_{i=1}^n X_i K_i + b \quad (1)$$

На втором этапе рассмотрен метод Data Mining «регрессия нейронной сети», реализованный в студии машинного обучения Microsoft Azure ML (рисунок 1). В службах SQL «Server Analysis Services» алгоритм нейронной сети сочетает каждое возможное состояние входного показателя с каждым возможным состоянием прогнозируемого и использует обучающие данные для вычисления вероятностей. Регрессионные модели, полученные в результате работы, легко реализуемы и показывают достаточно высокие коэффициенты детерминации. Стоит отметить, что основная сложность при построении математических моделей заключается в формировании базы данных, а именно, в качестве исходной информации. Подготовка данных занимает около 80 % времени. Подход, используемый в работе, может быть распространен на другие эксплуатационные объекты и месторождения, а также на другие виды ГТМ.

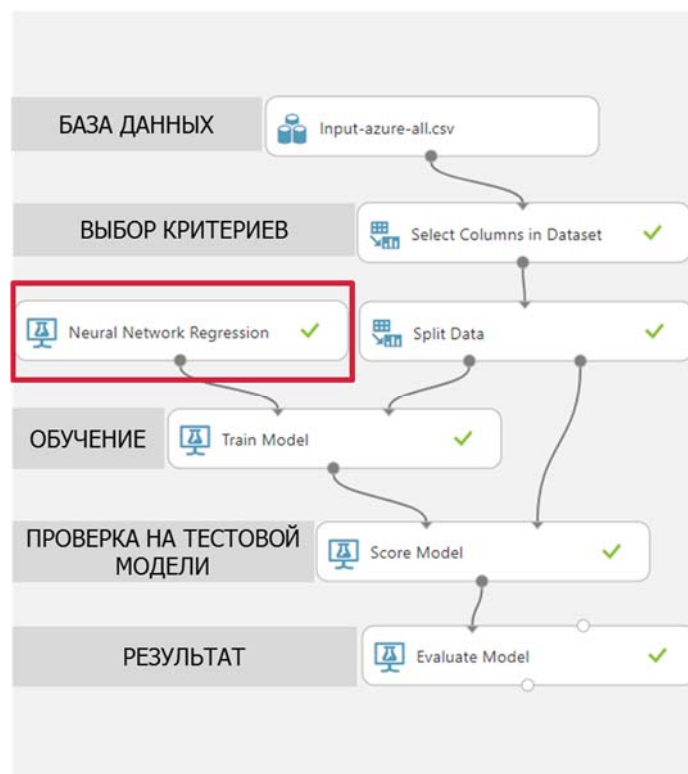


Рисунок 1. Создание модели методом «Регрессия нейронной сети» в MS Azure

Ниже приведены сопоставления построенных тестовых моделей в MS Azure ML методом «регрессия нейронной сети» с фактическими показателями скважин (рисунок 2). Коэффициент детерминации – более 0,8 доли ед.

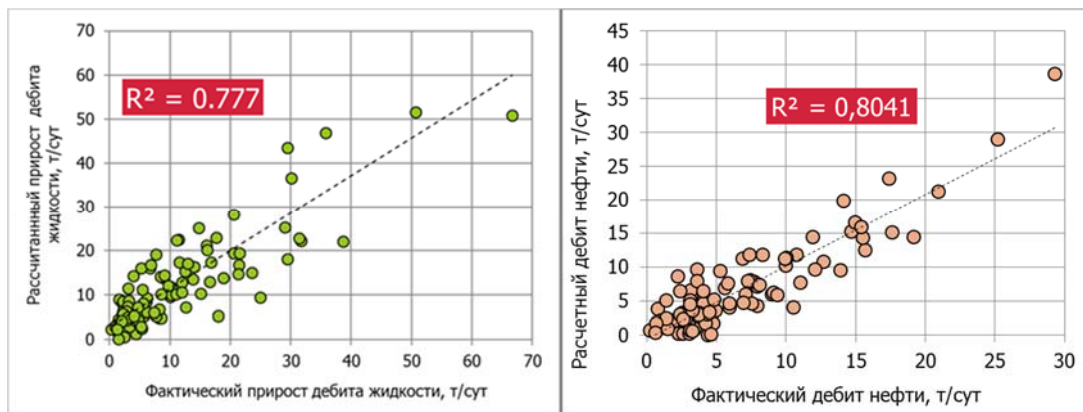


Рисунок 2. Результаты построения моделей методом «Регрессия нейронной сети» в MS Azure

Таким образом, внедрение Big Data технологий в процесс разработки месторождений является неоспоримо перспективным направлением.

Применение регрессии нейронной сети позволило повысить достоверность прогноза дебита нефти после мероприятия на 24 %.

Обоснование эффективных способов разработки сенон-туронских отложений на месторождениях Ямала

Пономарева Д.В., Урванцев Р.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с выработанностью значительной части традиционных запасов сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири возникла необходимость поиска новых, альтернативных объектов газодобычи. Одним из таких перспективных объектов являются сенон-туронские отложения, из которых удалось получить промышленные притоки газа.

Оценка геологического строения и перспектив газоносности туронских залежей территории Ямало-Ненецкого автономного округа по данным сейсморазведки и скважинной информации свидетельствует о том, что их ресурсы достаточно высоки – в целом по Западной Сибири насчитывается более 3 трлн. м³ газа. Однако опыт добычи туронского газа в промышленных масштабах в России отсутствует [1].

В настоящий момент добыча газа Западной Сибири ведется примарно из сеноманских залежей, находящихся на стадии падающей добычи. Это и послужило поводом обратить внимание на надсеноманский газовый мегакомплекс. Продуктивность надсеноманских отложений установлена практически на всех месторождениях с продуктивными сеноманскими пластами. Туронские залежи наиболее изучены на Южно-Русском, Харампурском, Ново-Часельском, Заполярном и Ленском месторождениях [2].

Также перспективные участки туронских залежей газа присутствуют на Тэрэльском, Медвежьем и Вынгапуровском месторождениях.

Туронский комплекс имеет локальное распространение и относится к верхнему гидрогеологическому этажу, залегая на глубинах 600÷1000 м внутри мощной глинистой толщи, являющейся региональной покрывкой для крупных скоплений газа в сеномане. Значения пластовых температур изменяются в диапазоне 10÷22 °С, пластовых давлений – 7÷12 МПа.

Основные трудности, возникающие при разработке туронских газовых залежей, сводятся к следующему:

- ухудшенные коллекторские свойства пластов и, соответственно, низкая продуктивность скважин;
- значительная неоднородность коллекторов и их фациальная изменчивость как по разрезу, так и по площади, что затрудняет отработку запасов газа в объеме залежи [3];
- близкое расположение границы многолетнемерзлых пород;
- относительно небольшие рабочие дебиты скважин;
- низкая пластовая температура и аномально высокое пластовое давление, определяющие эксплуатацию скважин в гидратном режиме.

Отмеченные сложности требуют от ученых и специалистов активизации усилий по поиску и внедрению методов интенсификации добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Одним из возможных решений по повышению эффективности разработки является бурение и эксплуатация многозабойных скважин. Также повышение эффективности может достигаться за счет гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин.

Заключение: Анализ мирового опыта по освоению объектов с трудноизвлекаемыми запасами газа показывает, что к основным направлениям совершенствования разработки и способам повышения эффективности освоения аналогичных залежей относятся бурение горизонтальных скважин с достаточно протяженными стволами, горизонтальных скважин (ГС) с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП), массивированных ГРП в наклонно направленных скважинах.

Библиографический список

1. Лознюк, О. А. Разработка технологии освоения газовых залежей в туронских низкопроницаемых коллекторах [Текст] / О. А. Лознюк, В. Н. Суртаев, Р. А. Шайбаков, Р. Р. Муртазин, Р. Р. Исламов, Ф. Н. Нигматуллин, А. В. Сахань // Коллектив авторов. – 2015. – № 5 (16). – С. 46-51.
2. Якимов, И. Е. Возможности освоения трудноизвлекаемых запасов газа туронских залежей севера Западной Сибири [Текст] /И. Е. Якимов, А. И. Мальцев // Геология, география и глобальная энергия. – 2008. – № 2 (29). – С. 87-90.

3. Истомин, В. А. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири [Текст] /В. А. Истомин, П. А. Моисейкин, В. Н. Абрашов, Д. Федулов, В. В. Черных, С. Г. Медведев, Т. В. Сопнев // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030г. – 2013. – № 5 (16). – С. 99-45.

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

Борьба с обводнением газовых скважин посредством нового метода ввода на забой поверхностно-активных веществ

Портнягин Н.Е., Огай В.А, Шеломенцев В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время множество крупных газовых и газоконденсатных месторождений России находятся на стадии падающей добычи. Для большинства залежей на завершающей стадии разработки основной проблемой является обеспечение эксплуатации фонда скважин в условиях снижения скоростей газового потока в лифтовых трубах и накопление жидкости на забое. С каждым годом растет количество обводняющихся и самозадавливающих скважин. Накопление столба жидкости внутри газовых и газоконденсатных скважин приводит к их постепенному глушению, в связи с выравниванием пластового давления и гидростатического давления столба жидкости в стволе скважины прекращается приток газа.

Данная проблема стоит особенно остро для сеноманских газовых залежей месторождений Западной Сибири, откуда отбирается около 80 % природного газа, добываемого в России. В настоящее время разработка залежей данных месторождений переходит на завершающую стадию, имея текущий коэффициент газоотдачи около 80% и более. [1]

Накопление жидкости на забое газовой или газоконденсатной скважины приводит к снижению её дебита или к полной остановке скважины. В качестве накапливающейся на забое скважины жидкости может выступать поступающая из пласта минерализованная вода природного происхождения или техническая вода; жидкий газоконденсат из пласта; конденсат (вода либо легкие углеводороды), перешедший в жидкую фазу при движении природного газа в верхних участках ствола скважины, стекающий вниз по колонне насосно-компрессорных труб (далее НКТ) и накапливающийся на забое скважины; водный или иной раствор ингибитора гидратообразования, подаваемый в скважину по трубному или затрубному пространству и стекающий на забой скважины. Все перечисленные жидкости могут поступать на забой скважины одновременно в различных количествах.

Накопление жидкости происходит при различии термобарических условий на участке между забоем и устьем, либо при недостаточной ско-

рости газожидкостной смеси в стволе скважины, в том числе в интервале перфорации или фильтра, а также в лифтовых труба или, эксплуатационной колонне.

На поздней стадии разработки сеноманской залежи эксплуатация скважины осложняется: низким пластовым давлением, повышением уровня газо-водяного контакта, низкими скоростями газа в лифтовых трубах большого диаметра. [2] При высоких дебитах газа и большом газожидкостном соотношении скорость потока достаточна для выноса капельной жидкости (свыше 2-5 м/с, в зависимости от ряда параметров). На сегодняшний день существует большое количество методов по борьбе с проблемой самозадавливания скважин, основывающихся на увеличении скорости газожидкостной смеси посредством увеличения депрессии на пласт. К ним относятся: продувка скважины на факел, уменьшение диаметра НКТ, штанговые глубинные насосы, плунжерный лифт, поверхностно-активные вещества (далее ПАВ), концентрическая лифтовая колонна. Но все они имеют ряд недостатков, к которым относится: малая эффективность; остановка скважин в период осуществления добычи каким-либо методом (либо в период монтажа необходимого оборудования), загрязнение окружающей среды; невозможность применения в условиях Крайнего Севера, невысокий уровень дополнительной добычи газа; большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами.

Поэтому одним из наиболее перспективных вариантов развития методов по борьбе с проблемой обводнения на данный момент является разработка системы интеллектуальной автоматизированной закачки ПАВ на забой скважины. Новый метод борьбы с обводнением газовых скважин позволит эффективно удалять жидкость из газовых или газоконденсатных скважин, обеспечивая стабильную добычу газа, так как подаваемый в скважину раствор ПАВ будет вспенивать скапливающуюся на забое жидкость и удалять её потоком газа при высоком давлении в газосборном коллекторе, либо постоянно эксплуатировать скважину в условиях поступления жидкости, что способствует повышению извлечения газа и газоконденсата из пласта. Данная технология позволит минимизировать или полностью исключить безвозвратные потери газа для «продувки» скважин на факельную линию, максимизировать межремонтный периодов работы скважины, определять неизвестные параметры работы скважины и прогнозировать режим работы скважины в условиях подачи ПАВ, что поможет установить связь между количеством подаваемого ПАВ и дебитом газа.

Таблица 1

Сравнение конкурентных способ борьбы с самозадавливанием газовых и газоконденсатных скважин

	Продувка	Замена НКТ	КЛК	ПАВ	Автоматизированная закачка ПАВ
Автоматизация и контроль технологического процесса	–	–	+	–	+

Экологичность	–	+	+	+	+
Оперативная адаптация к переменным промышленным условиям	–	–	+	–	+
Эксплуатация скважины с управлением параметрами работы	–	–	+	–	+
Дополнительная добыча газа за млн. м. куб./год	–	9,3	13,1	10,9	14,2

Согласно Таблице 1 можно сделать вывод, что автоматизированная закачка лучше конкурентных решений за счет возможности самостоятельного контроля и регулирования всего технологического процесса на скважине, что является важным критерием при выборе режима эксплуатации. Инновационность метода заключается: в полной автоматизации технологического процесса для каждой скважины, в возможности оперативной адаптации к переменным промышленным климатическим условиям окружающей среды и термобарическим условиям скважины. Интеллектуальная система идентификации скопления жидкости и блока оптимизации технологическими параметрами позволит увеличить объем дополнительной добычи газа.

Библиографический список

1. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 5 с.
2. Корякин, А. Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин уренгойского добывающего комплекса / А.Ю. Корякин. – Москва: б.и., 2016. – 45 с.

Научный руководитель: Юшков А. Ю., канд. техн. наук, доцент.

Повышение эффективности паротепловых методов добычи высоковязких нефтей с использованием катализатора на основе кобальта

Пуртов С.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время одной из важнейших задач, стоящей перед нефтяной отраслью, это создание оптимальных технологий и методов, направленных на извлечение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запа-

сов нефти. За последние десятилетия с развитием мировой нефтяной отрасли существенно возрос интерес к акватермолизу, позволяющему решить проблему добычи тяжелой нефти. Вместе с тем разрабатываются способы повышения эффективности такого подхода за счет сочетания его с физико-химическими методами, в частности, с применением катализаторов и реагентов, стимулирующих протекание реакций гидрирования, гидрогенолиза, гидролиза, крекинга, улучшающих физико-химические и реологические характеристики нефти. Поиск новых эффективных катализаторов (в виде прекурсоров, которые образуются в пласте при определенной температуре), полученных с использованием доступного сырья, является актуальной задачей для повышения энергоэффективности тепловых методов добычи тяжелых нефтей.

Известно, что в ряду каталитической активности металлов кобальт характеризуется наиболее высоким показателем, что может способствовать снижению температурного воздействия при сохранении степени преобразованности нефти с использованием других металлов, например, железа.

Молекулярный прекурсор кобальта был получен в результате обменной реакции неорганической соли металла с натриевой солью таллового масла. Акватермолиз проводили на образце высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения в условиях, близких к пластовым при паротепловой обработке (начальное давление – 0,3 МПа, температура 150 и 180 °С) в течение 6 ч при добавлении как совместно, так и индивидуально прекурсора катализатора и донора протонов (1 % массы навески нефти).

Активная форма катализатора формируется в процессе температурного воздействия, в интервале температур 150-230 °С наблюдается эндотермический эффект, соответствующий распаду молекулярного прекурсора.

После гидротермального воздействия с использованием кобальтсодержащего катализатора исследуемая нефть отделялась от воды суточным отстаиванием.

Изменение динамической вязкости исходной нефти и продуктов акватермолиза при воздействии температуры от 20 до 60 °С, при введении катализатора и донора протонов несущественно снижают вязкость.

Незначительное увеличение температуры на 30 °С с одновременным применением катализатора крекинга и донора протонов позволило уменьшить вязкость на 31,1 %, что в данных субкритических условиях является достаточно высоким показателем преобразования исходной нефти и может характеризоваться как синергетический эффект. При температуре 150 °С эффект также может наблюдаться, но он будет значительно меньше. Это объясняется невозможностью разложения прекурсора с образованием активной формы катализатора при таких температурах и, как следствие, вязкость снижается в основном за счет некаталитического акватермолиза в присутствии только донора протонов водорода.

Вместе с тем образцы нефти после некаталитического паротеплового воздействия при температуре как 150 °С, так и 180 °С характеризуются более высокой вязкостью по сравнению с прочими объектами исследования.

Это связано, по-видимому, с образованием высокомолекулярных алканов в результате рекомбинации разрушенных фрагментов высокомолекулярных компонентов. Более плотная структура обусловлена отсутствием свободных протонов, способных связывать образовавшиеся радикалы и предотвратить нежелательный процесс увеличения молекулярной массы нефтяной системы.

Таким образом, оптимальным условием, позволяющим достичь эффективного снижения вязкости исходной нефти, является воздействие температуры 180 °С в присутствии в реакционной системе прекурсора и доноров протонов водорода.

Подвергая, образцы нефтей паротепловому преобразованию при температуре 150 и 180 °С, происходит небольшое снижение содержания смол и асфальтенов, температура 150 °С недостаточна для протекания заметного крекинга тяжелых компонентов.

В результате акватермолиза комплекса катализатора и донора протонов, значительно снижается содержание смолистоасфальтеновых соединений, что коррелирует с вязкостно-температурными данными.

Таким образом, появляется возможность использования катализатора на основе кобальта при паротепловом воздействии на пласт для интенсификации процессов внутрипластового облагораживания высоковязкой нефти. Основным эффектом от применения катализатора, активная форма которого формируется на месте, состоит в снижении содержания асфальтосмолистых соединений, что обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает ее транспорт и переработку.

Библиографический список

1. Якуцени, В. П. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем запасе / В. П. Якуцени, Ю. Э. Петрова, А. А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – №2. – С. 1-11.
2. Маскутов, Р. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. Маскутов, Г. Орлов, А. Осипов // Технология ТЭК. – 2005. – №6. – С. 36-40.
3. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов – ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 816с.

Научный руководитель: Вольф А.А., доцент, к. ф.-м. н.

Исследование эффективности применения нестационарного заводнения трещиновато-пористых коллекторов

Пятков А.А.^{1,2,3}, Косяков В.П.^{1,2}

¹ООО «ЮНИ-КОНКОРД», г. Тюмень;

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

³Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках научного проекта № 18-19-00049

Для расчета выбрана математическая модель «black oil», которая состоит в следующем: флюиды в пластовых условиях являются несмешивающимися жидкостями, химически инертными, находящиеся в жидкой фазе. Дополнительно не учтено термическое расширение жидкости и породы. Движение жидкости внутри трещины плоское, в скважине – квазиодномерное, геометрическая форма скважины и трещины считается заранее известной.

Для нахождения полей насыщенности, давлений и скоростей фильтрации в гидродинамическом симуляторе используется следующая система дифференциальных уравнений:

$$\frac{\partial m\rho_\alpha S_\alpha}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_\alpha \vartheta_\alpha) = \rho_\alpha q_\alpha$$

$$\vartheta_\alpha = -\frac{kk_\alpha^*}{\mu_\alpha} \operatorname{grad}(P - \rho_\alpha gh)$$

$$\rho_\alpha = \rho_\alpha^b [1 + \beta_\alpha (P - P^b)]$$

$$m = m^b + \beta_R (P - P^b)$$

$$S_w + S_o = 1$$

$$\alpha = w, o$$

Где m – пористость, ρ_α – плотность α -ой фазы; ρ_R – плотность породы; S_α – насыщенность α -ой фазы; ϑ_α – скорость α -ой фазы; q_α – удельная мощность источника или стока отнесенного к единице объема α -й фазы (описывающей систему скважин и трещин); k – проницаемость матрицы; k_α^* – относительная фазовая проницаемость α -ой фазы; μ_α – вязкость α -ой фазы; P – пластовое давление; ρ_α^b и m^b – постоянные значения плотности и пористости при давлении P^b ; β_α – сжимаемость α -ой фазы; β_R – сжимаемость скелета породы; Подробно данная система уравнений рассмотрена в [9, 10].

Исследование проводилось с использованием синтетической модели нефтяного пласта. Модель пласта без трещины представлена на рис. 1а, модель пласта с трещиной - на рис. 1б-е, параметры модели - в таблице 1. Относительные фазовые проницаемости представлены на рисунке 2.

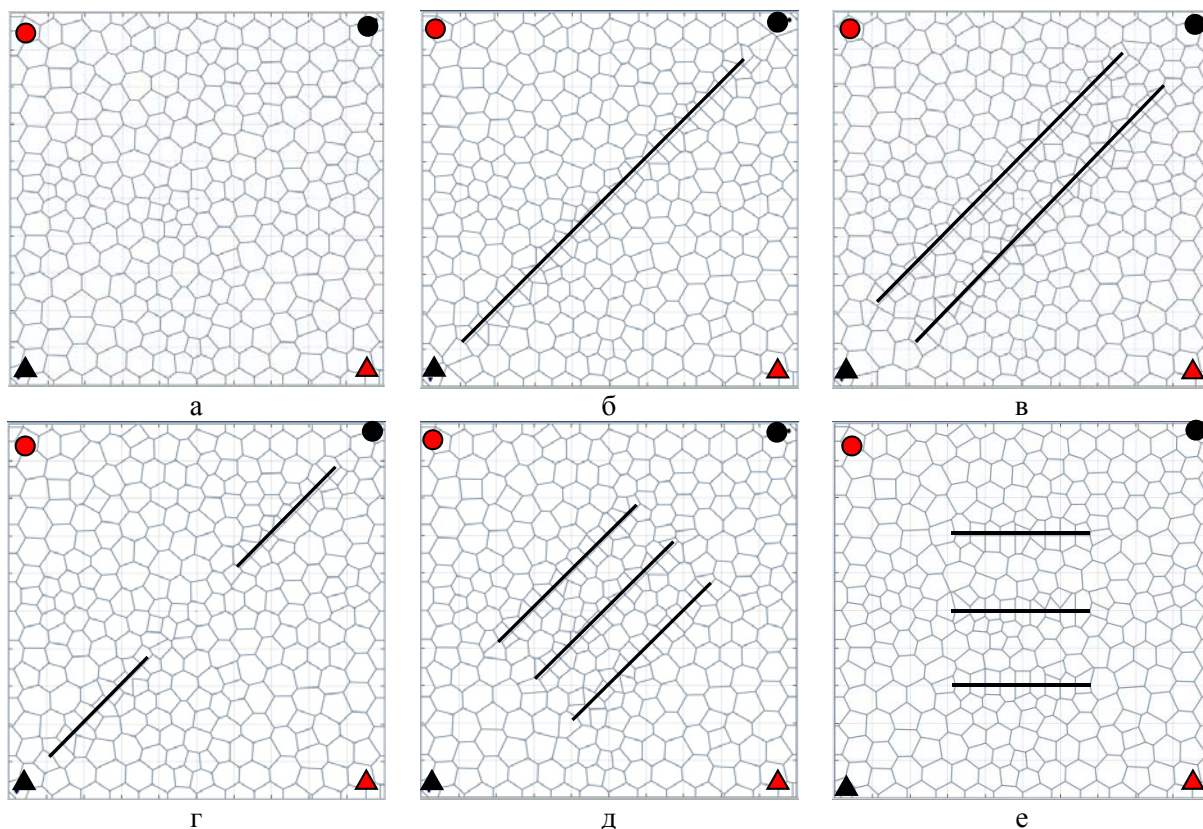


Рисунок 1. Синтетические модели пласта: а – модель №1 (без трещины), б – модель №2, в – модель №3, г – модель №4, д – модель №5, е – модель №6.

Таблица 1

Параметры модели

Параметр	Значение
Размер пласта, м	500*500
Период, разработки, год	50
Пористость	0,3
Проницаемость поровой матрицы, мД	100
Проницаемость трещины, мД	10000 и 1000
Начальная нефтенасыщенность	0,8
Вязкость флюида, вода/нефть, сП	1/100
Пластовое давление, атм	50
Забойное давление нагнетательной скважины, м ³ /сут	100
Забойное давление добывающей скважины, м ³ /сут	20

На основании полученных в ходе численного эксперимента результатов, можно сделать следующие выводы:

– Наличие трещиноватости в пласте приводит к быстрому прорыву воды к добывающим скважинам и, как следствие, уменьшению конечного коэффициента извлечения нефти.

– Применение циклического воздействия на трещиновато-пористый пласт приводит к увеличению добычи нефти и конечного коэффициента извлечения нефти.

– Степень эффективности применения циклического воздействия сильно зависит от проницаемости и от направления распространения трещин.

– В однородном пласте циклическое воздействие приводит к небольшому эффекту увеличения нефтеотдачи. Таким образом наличие сильного эффекта от применения циклического воздействия на месторождении может служить обоснованием наличия трещиноватости.

Библиографический список

1. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем. / Х. Азиз, Э. Сеттари – Москва – Ижевск: институт компьютерных исследований. – 2004. – 416 с.

2. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская – М.-Ижевск: ИКИ, 2002. – 140 с.

Анализ эффективности методики проведения ГРП на Южно – Ягунском месторождении

Пятыгина Д.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин является гидроразрыв пласта (ГРП), как при глубокопроникающем воздействии на продуктивный пласт, так и при обработке призабойной зоны пласта (ПЗП).

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин [1-3]. При проведении ГРП при высоком давлении происходит закачка жидкости, таким образом осуществляется раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте. Расклинивание образовавшихся трещин с сохранением их высокой пропускной способности происходит после окончания процесса и снятия избыточного давления. [4]. Для того, чтобы предотвратить смыкание образующихся трещин, нужно заполнить наполнителем, называемым пропант, который в результате вводят вместе с жидкостью разрыва. С использованием гидравлического разрыва пласта в результате происходит многократное повышение приемистости нагнетательных скважин или дебита добывающих скважин.

Целью данной работы является, провести анализ и оценить эффективность проведения ГРП на Южно – Ягунском месторождении с рекомендациями по дальнейшему его применению.

Основными задачами исследования являются изучить геологическую характеристику месторождения; оценить эффективность применения ГРП по месторождению, отдельно по объектам, по основному пласту БС10; провести сравнительный анализ первых и повторных ГРП, определить зависимости эксплуатационных показателей от геологических и технологических.

Южно – Ягунское месторождение является от предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ближайший пункт населения является г. Когалым. Основные продуктивные пласты БС 10, БС-11, ЮС-1. Средняя обводненность 90% находится на 4 стадий разработки. Основное количество ГРП было проведено на объекте на БС 10. В основном на действующем эксплуатационном фонде.

На рисунке 1 представлены средние дебиты нефти и жидкости, обводненность после проведения ГРП.

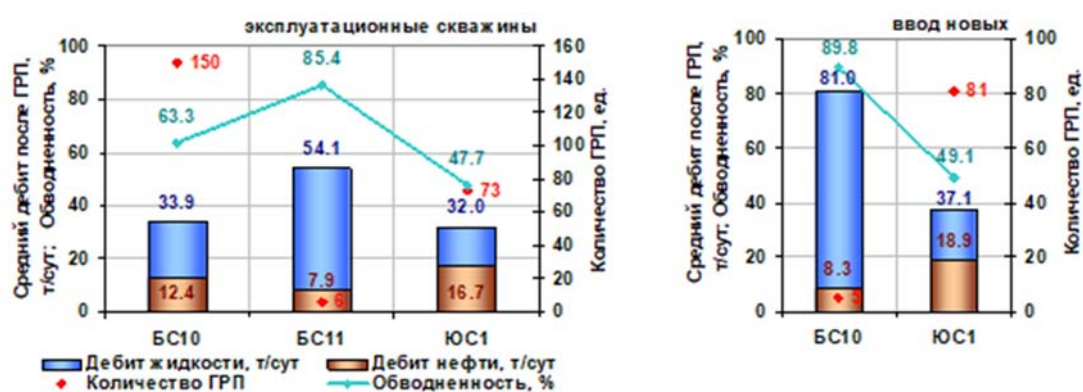


Рисунок 1. Средние дебиты нефти и жидкости, обводненность после ГРП по скважинам эксплуатационного фонда и по вновь вводимым скважинам по объектам разработки

Из гистограммы видно, что при проведении ГРП происходит значительное увеличение дебита жидкости, сопровождающееся значительным увеличением процента обводненности продукции.

Таким образом, можно отметить, что с технологической точки зрения пласты БС10 представляются хорошими кандидатами для проведения ГРП. Это позволяло проводить агрессивные и качественные обработки на более ранних стадиях разработки месторождения. Однако, большой проблемой является высокая обводненность продукции после ГРП. Поскольку месторождение переходит на четвертую стадию разработки и точное прогнозирование фронта распространения воды не представляется возможным, то проведение ГРП связано с крайне высоким риском обводнения скважины после ГРП. В связи с этим, массивное проведение ГРП не может быть рекомендовано как эффективное средство для повышения КИН на Южно - Ягунском месторождении на данной стадии разработки. Возможно проведение единичных ГРП на участках, где после построения секторных гидродинамических моделей или проведения трассерных ис-

следований или гидропрослушивания будет получена информация о достаточном удалении фронта нагнетаемой воды от скважины-кандидата.

Библиографический список

1. Деев, В. Г. Методы экспресс-оценки качества фонда нефтедобывающих скважин / В. Г. Деев, Е. А. Смородов, Р. А. Исмаков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2001. – № 1. – С. 40-45.
2. Ковалев, Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование / Н. И. Ковалев – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – С. 335.
3. Альмухаметова, Э. М. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Н. А. Ворсина, О. В. Сыртланов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3 (93). – С. 23-29.
4. Бутов Л.Н. Применение различных методов повышения нефтеотдачи пластов / Л. Н. Бутов // Темат. науч.-техн. Обзор Сер. Нефтепромышленное дело – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 58с.

Научный руководитель: Апасов Т.К., канд., техн. наук, доцент.

Использование методов многомерной оптимизации в геолого-промысловом анализе

Романенков П.В.¹, Романенков А.В.²

¹*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;*

²*Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

Конечной целью выполнения геолого-промыслового анализа является оценка эффективности реализованной системы разработки. Само понятие «геолого-промысловый анализ» достаточно обширно и в общем случае представляет собой изучение сложившихся тенденций в добыче углеводородов: выявление причинно-следственных связей между геолого-физической характеристикой продуктивного пласта, системой воздействия на пласт и технологическими показателями разработки. Используемые при этом методики, чаще всего, представляют собой комбинацию тривиальных алгебраических вычислений. Однако, существуют такие задачи, решение которых требует нестандартных подходов. Так, в работе [1] предложена методика определения коэффициентов взаимовлияния скважин на основе уравнения материального баланса (УМБ), основой которой является переход от записи УМБ для коллектора в целом к записи для каждой добывающей скважины. Количество переменных, которыми в данном случае являются коэффициенты взаимовлияния, равно количеству уравнений, одна-

ко решение системы уравнений приводит к достаточно странным результатам: коэффициенты взаимовлияния выходят в область отрицательных значений, что противоречит их физическому смыслу. Причиной таких ошибок в большинстве случаев является невозможность достоверно точного определения дренируемого объема каждой скважины. Поскольку алгоритм сформирован для регулярных площадных систем заводнения, поровый объем и начальные геологические запасы, приходящиеся на добывающую скважину, принимаются равномерно распределенными по общему их количеству, что в реальных условиях далеко от истины. В связи с этим решение задачи необходимо производить с помощью методов оптимизации с использованием штрафных функций. В данном случае выбран метод градиентного спуска, представляющий собой постепенное продвижение в сторону убывания функции (в направлении антиградиента).

Постановка задачи. Исходя из понятия коэффициентов взаимовлияния скважин, совокупную закачку, обеспечивающую добычу скважины, можно выразить в виде:

$$W_i' = \sum_{j=1}^k \beta_{ij} I_j$$

С другой стороны, значение закачки W_i фигурирует в уравнении материального баланса:

$$\begin{aligned} N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w \\ = N_i [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + m N_i B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\ + \frac{(1 + m) N_i B_{oi} (c_w S_{wc} + c_f) \Delta p}{1 - S_{wc}} + (W_{aqi} + W_i) B_w \end{aligned}$$

Таким образом, необходимо, чтобы закачка, записанная через коэффициенты взаимовлияния, была равна фактической. Выполнение этого условия можно достичь, минимизировав абсолютное отклонение расчетного значения от фактического, возведенное в квадрат:

$$f(\beta_{ij}) = (W_i - W_i')^2$$

В качестве способа нахождения переменных предлагается использовать метод градиентного спуска, который представляет собой итеративное движение к минимуму функции. При этом каждое следующее приближение вычисляется следующим образом:

$$\beta_{ij}^{k+1} = \beta_{ij}^k - \lambda_k \nabla f(\beta_{ij})^k$$

где k - номер итерации, λ_k - шаг. Длина шага зависит от выбранного метода: существует три основных разновидности градиентного спуска: с постоянным шагом, с дроблением шага и метод наискорейшего спуска. Наиболее «быстрым» является метод наискорейшего спуска, поскольку длина шага вычисляется при каждой итерации таким образом, чтобы следующая итерация была точкой минимума при текущем направлении антиградиента.

Библиографический список

1. Романенков, А. В. Определение коэффициентов взаимовлияния скважин на основе уравнения материального баланса / А. В. Романенков // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2017. – № 2-2. – С. 79-84.

Научный руководитель: Синцов И.А., кандидат технических наук, доцент.

Переходная теплопроводность при радиальном движении цилиндрического источника тепла - применение к тепловым методам увеличения нефтеотдачи

Саабесагр К.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тезис

Тепловой метод извлечения нефти получил значительное внимание после публикаций Куном и Кохом о лабораторных и полевых испытаниях этого метода извлечения нефти. Другие публикации с того времени рассматривали различные особенности теплового метода извлечения нефти и продемонстрировали чрезвычайно сложный характер этого процесса. Вогель и Крюгер описали электрический аналоговый компьютер, предназначенный для решения проблемы движущегося источника тепла, который был аналогичен движению фронта горения во время теплового извлечения нефти. Источник тепла поддерживался при постоянной температуре и представлял собой цилиндрический источник бесконечной высоты (без вертикальных потерь тепла), движущийся радиально либо с постоянной скоростью, либо со скоростью, обратно пропорциональной радиальному расположению источника тепла [1]. Дженкинс и Рами представили аналитические решения аналогичной проблемы теплопроводности и указали на возможную важность потерь тепла по вертикали. Нижеследующее представляет общее решение проблемы переходной теплопроводности, введенное Дженкинсом и Рами, а также численные решения для широких условий, возможно аналогичных тем, которые могут встречаться при аналогичном испытании на месторождении в процессе теплового извлечения [3].

Постановка задачи

Задача, рассматриваемая в этой статье, заключается в определении распределения переходной температуры, вызванной цилиндрическим источником тепла бесконечной или конечной вертикальной высоты, движущимся радиально через изотропную среду бесконечной протяженности. Кроме того, предполагается, что тепловой поток, созданный на поверхности движущегося источника тепла, может быть функцией времени, чтобы

требуемая концентрация топлива могла быть постоянной или варьироваться, и чтобы тепло генерировалось только с поверхности его источника. Что касается теплового извлечения нефти, предположение о том, что тепло генерируется с поверхности фронта, аналогично предположению, что толщина зоны горения бесконечно мала или что скорость подачи топлива на газ-окислитель бесконечна.

В этих предположениях распределение температуры через бесконечную среду, вызванное источником тепла, движущимся радиально с произвольной скоростью, может быть описано уравнением:

$$T - T_i = \frac{1}{4k} \int_0^{\tau} \frac{\phi(t')f(t')}{(t-t')} e^{-\frac{(r^2+[f(t')]^2)}{4\alpha(t-t')}} I_0 \left[\frac{rf(t')}{2\alpha(t-t')} \right] \left\{ \operatorname{erf} \left[\frac{a-z}{2\sqrt{\alpha(t-t')}} \right] + \operatorname{erf} \left[\frac{a+z}{2\sqrt{\alpha(t-t')}} \right] \right\} dt', \dots \dots \dots (1)$$

где скорость источника тепла является

$$v = \frac{\partial r_f}{\partial t} = f'(t) \dots \dots \dots (2)$$

Функция теплового потока на поверхности источника $\phi(t)$:

$$\phi(t) = \Delta HW f'(t) \dots \dots \dots (3)$$

Максимально возможное повышение температуры источника тепла будет результирующим теплом, если не будет потерь. Адиабатическое повышение температуры может быть выражено формулой:

$$T_m - T_i = \frac{\phi(t)}{\rho c f'(t)} = \frac{\Delta HW}{\rho c} \dots \dots \dots (4)$$

Разделив уравнение 1 на уравнение 4 получим безразмерный коэффициент повышения температуры, который выражает повышение температуры в виде доли адиабатического повышения температуры [2].

Дискуссия

Уравнения. 1, 2 и 3 являются общими и могут использоваться для режимов перемещения источника тепла, отличных от показанных. Но выбранные случаи служат для указания полезности расчетов теплопроводности для инженерного учета термического извлечения нефти. Одним из решений является оценка концентрации топлива, необходимой для процесса теплового извлечения.

Явно, что уравнение (1) должно решаться численными методами (Рисунок 1). Воздействие со стороны теплообмена в вертикальном направлении проявляется в снижении температуры при отклонении от центральной плоскости пласта. Более того, уменьшение потока воздуха на фронте горения при его распространении в радиальных направлениях приводит к падению максимальной температуры во времени. В численной модели, рассматривающей те же допущения, что и модель Томаса, за исключением допущения, касающегося окружающих пород (здесь окружающие породы

считаются непроницаемыми), аналитическое решение для проницаемой области бесконечной высоты приводит к значениям максимальной температуры, на 5-10 % превышающим ее значения, полученные в рамках модели Томаса [2].

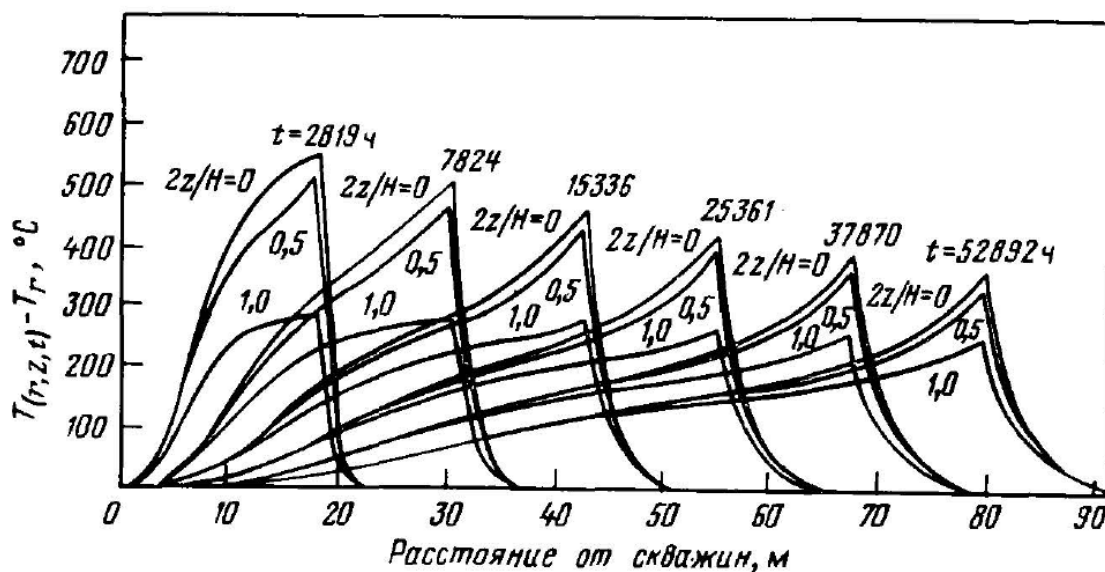


Рисунок 1. Зависимость профилей температуры в пласте от времени

Выводы

Результаты, описанные в этой статье для переходных температур, вызванных источником тепла, движущимся радиально через изотропную среду, дают оценку факторов, которые влияют на движение фронта горения во время теплового извлечения нефти. Общее решение этой проблемы теплопроводности и методы, описанные в статье, могут быть использованы для получения ответов на условия, представляющие особый интерес, помимо представленных.

Библиографический список

1. Walter, H. Application of Heat for Recovery of Oil: Field Test Results and Possibility of Profitable Operation / H. Walter // *Jour. Pet. Tech.* – 1957. - IX. - No.2. - С. 16.
2. Martin, W. L. Process Variables of In Situ Combustion / W. L. Martin, J. D. Alexander and J. N Dew // *Trans. AIME* -1958. - 213. - С. 28.
3. Jenkins, R. Discussion, of Vogel and Krueger's publication / R. Jenkins, H. J. Jr. Ramey // *Trans. AUIE.* – 1955. – 204. – С. 211.

Научный руководитель: Колев Ж.М., кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ИГиН, ФГБОУ ВО ТИУ.

Анализ эффективности реализации циклического заводнения на нефтяном месторождении.

Сапрыкин А.В., Фоминых О.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В период истощения основных запасов нефти за счет первоочередной выработки высокопродуктивных высокопроницаемых коллекторов, все большее количество остаточных запасов переходят в категорию трудноизвлекаемых. Цель работы проанализировать эффективность циклического заводнения. Общий эффект составило 3,2 тыс.т. дополнительно добытой нефти. Применение НЗ, в высоко неоднородных коллекторах, обладает высокой рентабельностью, малыми затратами на проведение, перспективно для извлечения остаточных.

Анализ применения методов нестационарного заводнения (НЗ) проводился на южном и северо-западном районе объекта БС10¹. Для оценки эффективности выделено 9 участков (6 в районе КНС4 и 3 в районе КНС15). Эффективность применения НЗ оценивалась за период с 1 мая 2015 г., прекращены 16 октября 2015г.

Коллекторские свойства пласта БС10¹ изучены достаточно детально. Преобладают породы 4 и 5 классов (47% и 46%). В составе пласта прослеживаются два довольно выдержанных по площади песчаных тела, разделенных, в среднем, девятиметровой толщиной глин. Верхний из них представлен относительно слабоотсортированными (с обильной алеврито-глинистой примесью) аркозовыми аренитами. Фильтрационно-емкостные свойства *верхнего зонального интервала* несколько лучше. Наблюдаются значительные различия в проницаемости, обусловленные резкой фациальной анизотропией пласта, представленного полосообразно развитыми разностями пород с резко различными градиентами катагенической изменчивости.

В *нижнем зональном интервале*, в подошве пласта БС10¹, присутствует базальный, относительно крупнозернистый песчаник. Цемент песчаников гидрослюдистый, нередко со щетками хлорита. Диапазон изменения коэффициента пористости от 15,8% до 23,9%, среднее значение 19,5%. Средняя проницаемость составляет 194 мД при диапазоне изменения 2-910 мД. Более низкие значения Кп, Кпр по керну объясняются, скорее всего, невысоким процентом выноса керна из коллекторов с высокими ФЕС.

Гранулометрический состав коллекторов пласта БС10¹ изучен по 53 определениям. Преобладающий размер зёрен также - 0,25-0,10 мм (до 71%). Коэффициент отсортированности 1,29-2,90. Общая карбонатность меняется от 0% до 13,6%.

По масштабированным картам запасов расстояния от нагнетательных рядов до зоны стягивания подвижных запасов нефти варьируются от 200 до 800 м., при среднем значении 500м. Для расстояния 500 метров для большинства скважин продолжительность полуцикла была выбрана 15 дней.

Предполагалось циклический запуск и остановка 10 нагнетательных скважин в каждом полуцикле, с объемом суточной закачки – 4390 м³/сут. В стационарном режиме предполагается работа 12 нагнетательных скважин с суточным объемом закачки 1995 м³/сут.

Одновременно с остановками нагнетательных скважин, отнесенных к НЗ, на некоторых скважинах исследуемых участков проводилась перфорация (изоляция отдельных интервалов пласта) и др. Если одновременно с проведением гидродинамических ГТМ на участке проводились другие мероприятия, к ним не относящиеся, и наблюдалось их заметное влияние на величину эффекта, то эффект, полученный на этом участке, исключался из определения его зависимости от геолого-технологических параметров.

С целью оценки влияния применявшихся гидродинамических методов ПНП на участке на нефтеотдачу пласта, и на стабилизацию либо снижение обводненности продукции окружающих добывающих скважин, гидро-динамически связанных с нагнетательными скважинами выполнен подсчет частоты и средних значений положительных и отрицательных эффектов.

Общий эффект от применения НЗ на рассмотренном объекте Сутарминского месторождения составило 3,2 тыс.т. дополнительно добытой нефти.

На примере Сутарминского месторождения объекта БС10¹ мы можем наблюдать положительный эффект от применения циклического заводнения, уменьшилась обводненность, увеличился коэффициент охвата и вытеснения. Если сравнить стоимость данного мероприятия с любым другим, то мы можем видеть, что оно значительно дешевле.

Можно сделать вывод что применение нестационарного заводнения, в высоко неоднородных коллекторах, обладает высокой рентабельностью, малыми затратами на проведение, перспективно для извлечения остаточных, трудно извлекаемых запасов.

Библиографический список

1. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки: учебник / А. А. Газизов. – Москва: ООО «НедраБизнесцентр», – 2002. – 639 с.
2. Дурягин, В. Н. Обоснование технологий ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Дурягин Виктор Николаевич. – СПб., 2015. – 132 с.

Научный руководитель: Фоминых О.В., канд. техн. наук, доцент .

Анализ методов увеличения нефтеотдачи на примере Суторминского месторождения

Сапрыкин А.В., Фоминых О.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи, реализованные на пласте БС₁₀¹ в период 2007-2012 гг., позволили добыть 931 тыс.т дополнительной нефти, что составляет 29,4% от всей дополнительной добычи нефти на месторождении в целом.

Гидродинамические методы и выравнивание профиля приемистости. Наибольшее количество, 464 скважино-операции, было проведено по циклическому заводнению, повышению давления закачки, форсированному отбору жидкости и выравниванию профиля приемистости. Дополнительная добыча нефти составила 327,6 тыс.т нефти, средняя технологическая эффективность – 706 т нефти/1 скважино-операцию. До 2012 г. было проведено 103 мероприятия по ВПП с дополнительной добычей нефти 116,6 тыс.т при средней технологической эффективности 1131,9 т нефти/1 скважино-операцию. Гидродинамические методы проводились на протяжении всего анализируемого периода.

Бурение вторых стволов. В было проведено бурение 1 бокового ствола (скважина 2077). Дополнительная добыча нефти составила 2,5 тыс.т.

Возврат и приобщение. За период 2007-2012 г. было проведено 75 скважино-операций по возврату скважин в эксплуатацию пласта БС₁₀¹ и его приобщению. Всего было получено дополнительной нефти 81,7 тыс.т, технологическая эффективность составила 1089,2 т нефти/1 скважино-операцию.

Гидроразрыв пласта. Всего было проведено 129 гидроразрывов пласта, в результате чего было получено 234,1 тыс.т дополнительной нефти при средней технологической эффективности 1814,7 т нефти/1 скважино-операцию.

Дострелы, перестрелы. Перфорационные работы были проведены в 2005-2010 гг. Всего за анализируемый период было проведено 34 мероприятия по дострелам и перестрелам, дополнительная добыча нефти составила 13,5 тыс.т при средней технологической эффективности 397,3 т нефти/1 скважино-операцию.

ОПЗ химреагентами и интенсификация добычи нефти. Всего было проведено 278 ОПЗ химреагентами (ГКО – 232 скважино-операций, СКО – 35 скважино-операций, комбинированные ОПЗ – 8 скважино-операций, ОПЗ скважин с целью ликвидации гидратных пробок, АСПО, солеотложений – 3 скважино-операции). Дополнительная добыча нефти составила 55,4 тыс.т (ГКО – 49,1 тыс.т, СКО – 4,6 тыс.т, комбинированные ОПЗ – 0,8 тыс.т.

С целью оценки влияния применявшихся гидродинамических методов ПНП на участке на нефтеотдачу пласта, и на стабилизацию либо снижение обводненности продукции окружающих добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными скважинами выполнен подсчет частоты и средних значений положительных и отрицательных эффектов.

Общий эффект от применения НЗ на рассмотренном объекте Сутарминского месторождения составило 3,2 тыс.т. дополнительно добытой нефти.

На примере Сутарминского месторождения объекта БС10¹ мы можем наблюдать положительный эффект от применения циклического заводнения, уменьшилась обводненность, увеличился коэффициент охвата и вытеснения. Если сравнить стоимость данного мероприятия с любым другим, то мы можем видеть, что оно значительно дешевле.

Можно сделать вывод что применение нестационарного заводнения, в высоко неоднородных коллекторах, обладает высокой рентабельностью, малыми затратами на проведение, перспективно для извлечения остаточных, трудно извлекаемых запасов.

Библиографический список

1. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки: учебник / А. А. Газизов. – Москва: ООО «НедрБизнесцентр», 2002. – 639 с.

2. Дурягин, В. Н. Обоснование технологий ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Дурягин Виктор Николаевич. – СПб., 2015. – 132 с.

Научный руководитель: Фоминых О.В., канд. техн. наук, доцент .

Обоснование необходимости бурения второго ствола с горизонтальным окончанием

Сафонов А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На территории Западной Сибири большинство крупных месторождений находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется повышенной выработкой начальных извлекаемых запасов, высокой обводненностью скважинной продукции и значительным числом фонда, находящегося в состоянии простоя. В качестве примера месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, будет выступать Мортымья-Тетеревское газонефтяное месторождение.

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%. Объект воздействия – прибрежно-морские отложения верхнеюрского возраста (пласт П абалакской свиты).

С целью увеличения выработки запасов и повышения конечного КИН по месторождению, составлена комплексная программа ГТМ, одним из видов мероприятий является зарезка вторых стволов с горизонтальным окончанием [1].

В настоящей работе был выполнен расчет технологической эффективности от бурения второго ствола с горизонтальным окончанием в скважине 7064Б на пласт П, расположенной на Мортымья-Тетеревской залежи.

Направление зарезки второго ствола с горизонтальным окончанием выбиралось, исходя из анализа выработки запасов нефти, текущего состояния разработки и результатов геолого-гидродинамического моделирования, с учетом структуры текущих извлекаемых запасов нефти [2].

По участку моделирования были просчитаны технологические показатели по варианту разработки с рекомендуемым вторым стволом с горизонтальным окончанием скважины 7064Б на пласт П.

Кровля нефтенасыщенной части пласта П, вскрытого скважиной 7064Б – 1462,7 м. Отход от основного ствола составит 100 метров, горизонтальное удлинение ствола – 200 м. Направление зарезки второго ствола было выбрано по результатам анализа текущего состояния разработки, выработки запасов по геолого-промысловым данным, на основе актуализированной геолого-гидродинамической модели. Входные показатели по результатам гидродинамических расчетов составят: дебит нефти – 15,7 т/сут, дебит жидкости 178,7 т/сут, обводненность – 91,2 %. После освоения и проведения промыслово-геофизических исследований рассмотреть целесообразность проведения ГРП. Динамика показателей разработки представлена на рисунке 1.



Рисунок 1. Динамика технологических показателей разработки по скважине 7064Б

На рисунке 2 представлен геолого-геофизический разрез по линии скважин с указанным горизонтальным стволом скважины 7064Б.

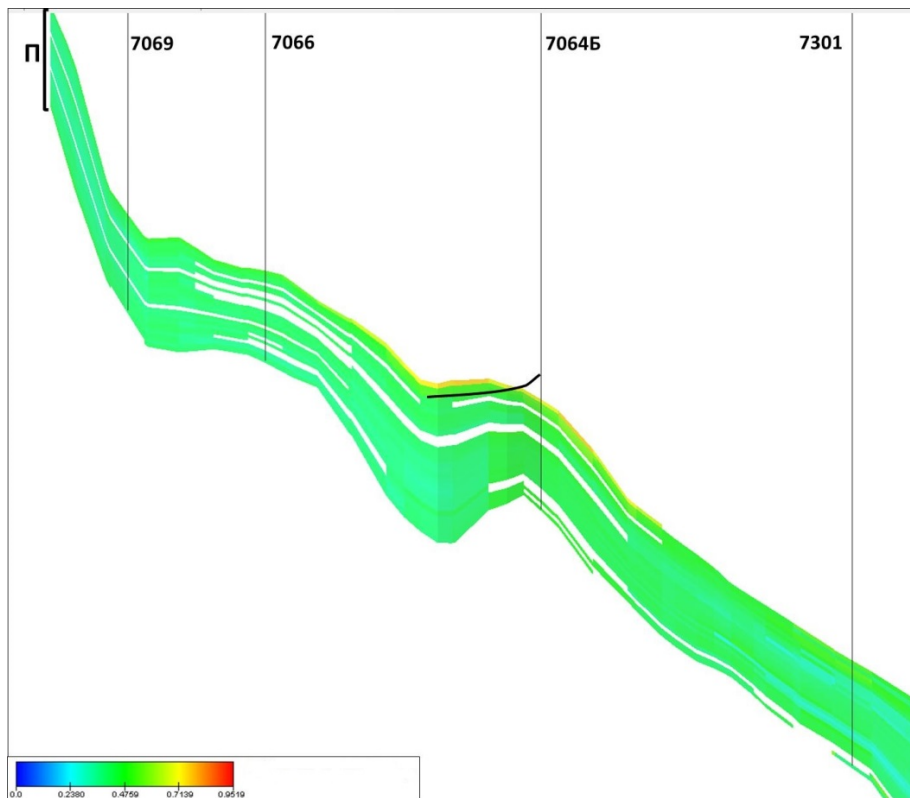


Рисунок 2. Геолого-статистические разрезы пласта П

Таким образом, на участке Мортымья-Тетеревского месторождения, с учетом анализа текущего состояния разработки и выработки запасов нефти, с использованием результатов моделирования, была выбрана скважина для бурения второго горизонтального ствола.

В целях проведения качественного проведения зарезки второго ствола рекомендуется выполнение стандартного комплекса ГИС в основном стволе скважины, запись гироскопической инклинометрии, гамма-каротажа и локатора муфт, во втором стволе с последующим освоением скважин и определением гидродинамических параметров призабойной зоны пласта [3].

По результатам гидродинамических расчетов при бурении второго горизонтального ствола из скважины 7064Б входные показатели составят: дебит нефти – 15,7 т/сут, дебит жидкости – 178,8 т/сут, обводненность – 91,2 %. За 15 лет эксплуатации второго ствола будет получен прирост по накопленной добыче нефти 28,3 тыс. т.

Библиографический список

1. Деева, Т. А. Формирование и планирование ГТМ: учебное пособие / Т. А. Деева, М. Р. Камартдинов, Т. Е. Кулагина, П. В. Молодых. – Томск, 2011. – 201 с.
2. Еленец, А. А. Особенности выбора зон для размещения боковых стволов на нефтяном месторождении с длительным периодом разработки / А. А. Еленец // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 7. – С. 47-49.

3. Токарев, М. А. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: учебное пособие / М. А. Токарев, Э. Р. Ахмерова, М. Х. Файзуллин. – Уфа, 2001. – 61 с.

Научный руководитель: Грачев С.И., доктор технических наук, профессор.

Применения ГРП и ОПЗ

Сергеев В.С., Попов В.А., Макшанов В.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тевлинско-Русскинское месторождение открыто в 1981 году, введено в разработку в 1986 году. Месторождение находится на III стадии разработки, Основными объектами, определяющим текущий объем добычи нефти на месторождении, являются объекты БС_{10²⁻³} (50,4 % текущей добычи нефти) и ЮС₁ (28,1 % текущей добычи нефти), средняя обводненность по месторождению составляет 82 %.

От состояния призабойной зоны скважины существенно зависит накопленная добыча нефти и дебиты добывающих скважин. Поэтому для интенсификации притока в большинстве скважин проводят физические методы ПНП, в частности ГРП, после которых значительно возрастает коэффициент продуктивности. В процессе проводимого анализа мы выявили один негативный фактор – в большинстве скважин через определенное время резко снижается приток дебита жидкости, вследствие чего происходят преждевременные отказы ЭЦН, а для восстановления продуктивности нефтедобытчики вынуждены проводить дополнительные мероприятия по восстановлению продуктивности призабойной зоны скважины кислотными составами.

Приведена зависимость дополнительной добычи от ОПЗ в зависимости от прошедшего времени после ГРП (рисунок 1).

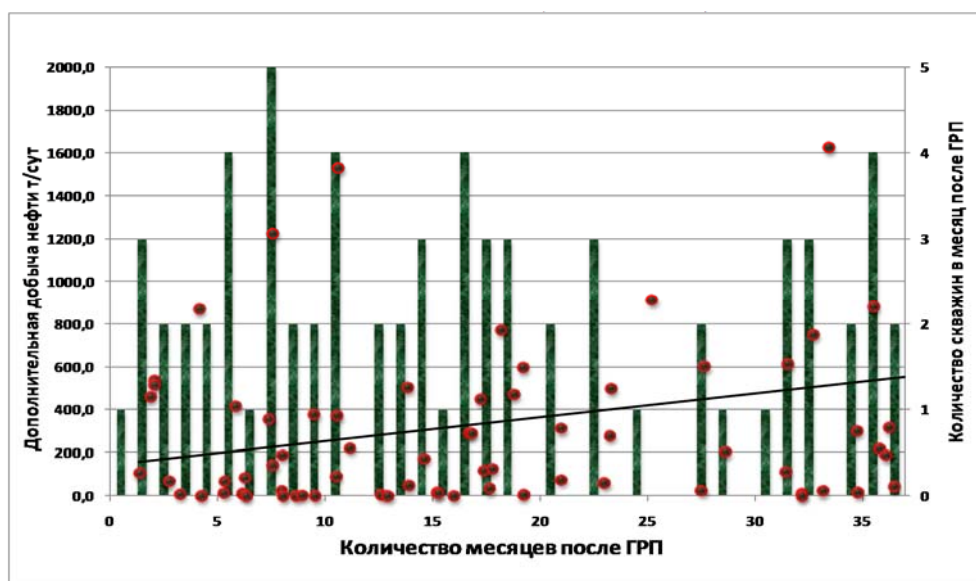


Рисунок 1. Распределение скважин по дополнительной добыче от проведенных ОПЗ в зависимости от пройденных месяцев с даты ГРП

Точками показаны скважины, давшие прирост дополнительной добычи, столбики характеризуют количество скважин, проводимых в тот или иной месяц обработки. Единственное хотелось бы отметить, что определение очередности кислотной обработки – приоритет, отдавался скважинам, которые имеют больший потенциальный прирост дебита нефти и больший период после ГРП, хотя, как видно из приведенных графиков последнее не столь значимо.

Так же хотелось остановиться на трех основных применяемых кислотных составах для ОПЗ на Тевлигско-Русскинском месторождении таких как Алдинол, КСПЭО и Гелий.

Как видно из графиков (рисунок 2), все три технологии по приростам дебитов нефти и жидкости сильно не уступают друг другу. Выявить из них абсолютного лидера довольно тяжело, во всех трех случаях линии тренда находятся в сравнительно одинаковом положении. Однако стоит отметить, что технология Гелий имеет наименьшее количество отрицательных приростов дебитов по нефти, всего 2, и по жидкости один, а также имеет наилучшие показатели по среднесуточному приросту дебитов нефти и жидкости.

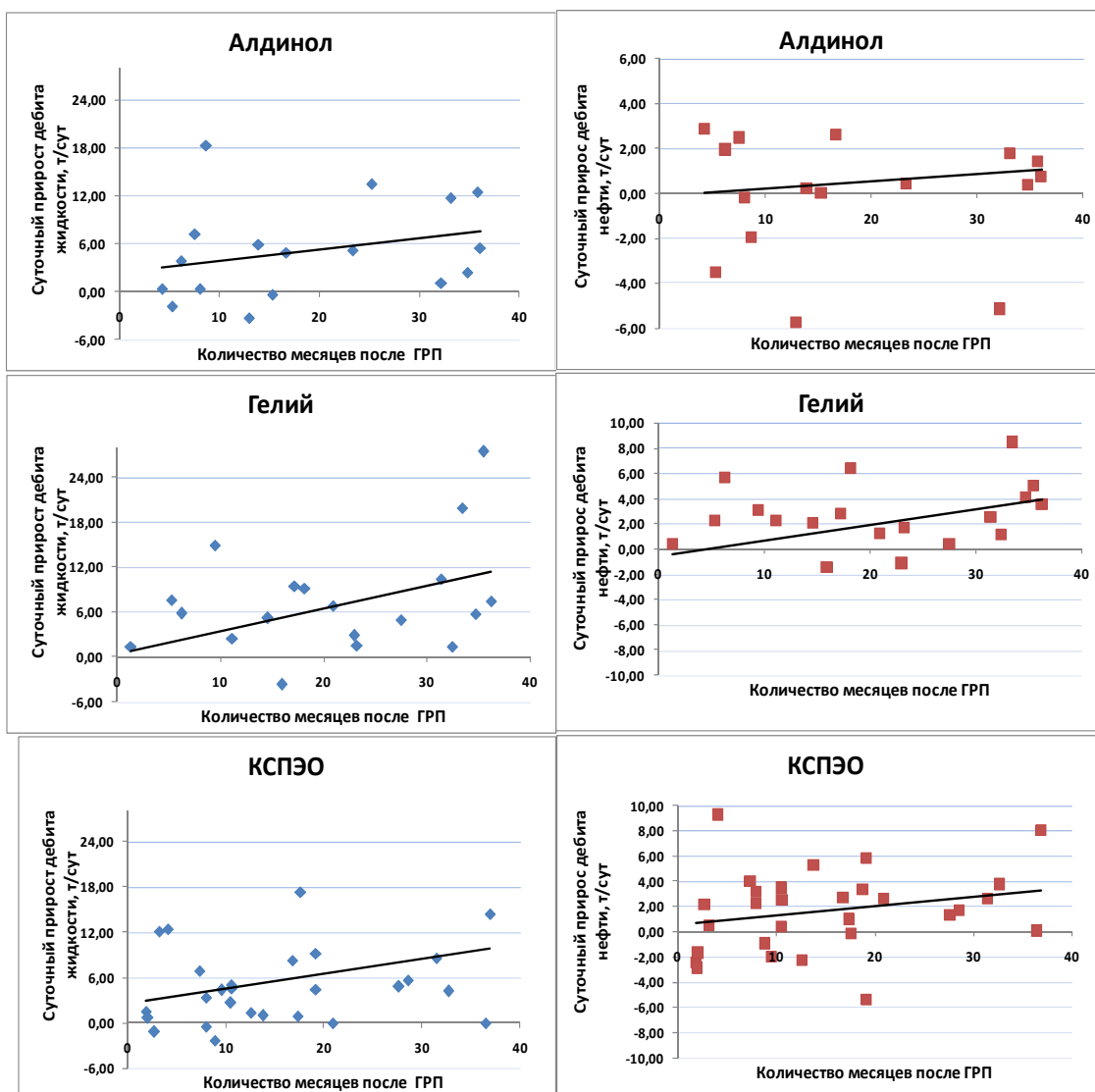


Рисунок 2. Распределение суточного прироста дебита по жидкости и по нефти в зависимости от количества месяцев после ГРП по трем основным технологиям ОПЗ

Выводы:

– Анализ результатов применения различных кислотных обработок можно сказать, что их эффективность в скважинах с ГРП резко возрастает, это обусловлено увеличением, в результате создания трещины, площади поверхности призабойной зоны пласта, с одной стороны, и очистки трещины и притрещинной зоны пласта, с другой. Механизм снижения проводимости трещин состоит в аккумуляции в поровом пространстве на остатках разложения геля, микрочастиц песка, глины, обломков зерен проппанта, а также стойких водонефтяных эмульсий. Разрушение гелей на водной основе в наибольшей степени достигается в кислой среде, поэтому основу технологии восстановления проводимости трещин и предупреждения ее снижения во времени должны составлять кислотные обработки.

– Основой комплексного применения ГРП и ОПЗ является моделирование различных вариантов воздействия на пласт через добывающие скважины и выявление наиболее эффективного из них. При этом ОПЗ могут проводиться как в самой скважине ГРП, так и в окружающих скважинах участка, а эффективность воздействия зависит от стратегии выбора скважин, которая должна сочетать в себе увеличение отбора жидкости с обеспечением адекватной компенсации нагнетанием.

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки «Тевлино-Русскинского» месторождения. Тюмень: КогалымНИПИ нефть, 2011. – 156 с.
2. Каневская Р.Д., Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 2009. – 194 с.

Научный руководитель: Савастыин М.Ю., к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ

Опыт проведения МГРП в горизонтальных скважинах на залежи ТРИЗ на Западно-Эпасском месторождении

Серёдкин В.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

С целью равномерного охвата пласта разработкой и интенсификации добычи нефти на Западно-Эпасском месторождении, расположенном в Уватском районе Тюменской области, в пределах Усть-Тегусского лицензионного участка (ЛУ), используются технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах, пробуренных на залежи ТРИЗ. Многостадийный ГРП проводится с компоновкой заканчивания скважины с открыванием муфт ГРП растворимыми или нераствор-

римыми шарами (специальными шарами сферической формы, имеющими разный размер). При использовании нерастворимых шаров применяется технология гибкой трубы (ГНКТ) для освоения с азотом для разфрезеровки (разбуривания) шаров и портов (муфт ГРП). Для растворимых шаров для освоения ГНКТ не используется.

Такая обычная «шаровая» технология позволяет использовать упрощенное заканчивание скважины без цементирования и перфорации хвостовика, однако, применяемая для данной технологии конструкция портов не позволяет производить их закрытие [1].

Основными перспективными объектами на месторождении являются залежи пластов Ю-3 и Ю-4 тюменской свиты.

В 2017 году на данном месторождении в горизонтальной скважине 4019Г на залежи пласта Ю-4 был проведён 10-ти стадийный ГРП (текущий забой 4382 м., длина НКТ 3354 м.) с использованием компоновки для открытого ствола *I-FRAC SS Sleeves* (одноразовые порты) по технологии компании «Schlumberger» (Рисунок 1).

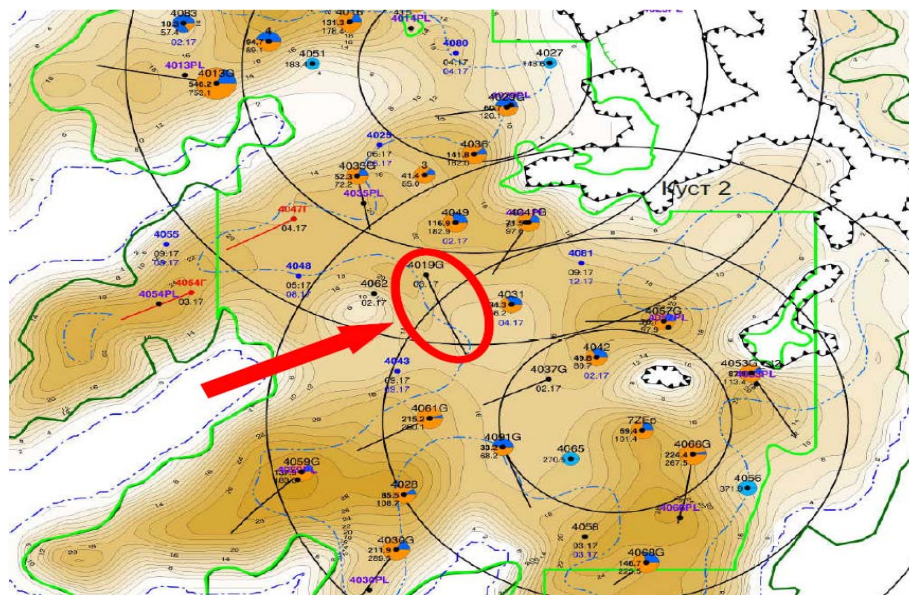


Рисунок 1. Карта текущего состояния разработки пласта Ю-4

В схеме компоновки хвостовика были применены гидравлический разъединитель, адаптер, подвесной гидромеханический пакер-якорь под колонну, гидромеханические пакера для открытого ствола, муфты ГРП *I-Frac* под шары разного размера (1,750” – 2,750”), муфта для активации подвески и циркуляционный клапан.

На основании проведенного МГРП в горизонтальной скважине 4019Г можно сделать следующие выводы:

Полудлина трещины по оценке ГРП составила около 95 м., высота - 45 м. Анализ дебита до ГРП показал 43 м³/сут, а оценка после ГРП составила 110 м³/сут. Дебит нефти по оценке ГРП вырос на 52 тонн/сут. Оце-

ночная обводнённость после ГРП выросла с 5 до 15 %. Прирост коэффициента продуктивности проводился на основе анализа забойных давлений и дебитов жидкости до и после проведения операции ГРП и составил 1,5 раза. Для подтверждения параметров пласта и трещины рекомендовано провести исследования КВД и профиля притока.

Рост коэффициента продуктивности, дебитов жидкости, нефти и безразмерного индекса продуктивности говорит об экономической эффективности проведения МГРП в горизонтальных скважинах на данном месторождении.

По большей части скважин Западно-Эпасского месторождения ГРП проводился непосредственно перед их вводом в эксплуатацию, и, как следствие, данные о потенциале таких скважин до ГРП отсутствуют (скин=0). Также, наряду с остальными Российскими компаниями, на месторождениях Усть-Тегусского лицензионного участка проводятся исследования с целью повысить эффективность данного метода, а также оптимизировать затраты на него [2].

Библиографический список

1. Дорожкина, М. А. Применение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП / М. А. Дорожкина // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: сборник научных трудов XI Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников. – Тюмень, 2017. – С. 22-25.

2. Каунов, А. С. Обзор опыта применения технологии МГРП в России и за рубежом [Электронный ресурс] / А. С. Каунов, А. А. Хайруллин // Научная электронная библиотека: Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – №5 (66). – Том 12. – Режим доступа: <https://elibrary.ru>.

Научный руководитель: Самойлов А.С., кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ИГиН, ФГБОУ ВО ТИУ.

Результаты исследования газовых скважин, оборудованных плунжерным лифтом

Склюев А.А., Герасимов А.В., Винник С.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной статье представлены результаты исследования скважин на Медвежьем месторождении, оборудованных плунжерным лифтом.

Скважина 318

Перед проведением исследования работы плунжерного лифта в июле 2010 года были проведены исследования скважины методом установившихся отборов. На момент начала исследования в скважине находился

столб жидкости, разница статических давлений по буферу и затрубью составляла около 5 атмосфер. Жидкость интенсивно выносилась из скважины только на диафрагме 31,75 мм, с дебитом газа ~ 120 тыс. м³/сут. Минимально необходимый дебит газа для НКТ составляет ~ 120 тыс. м³/сут. В скважину был установлен плунжер. Исследования продолжили, начиная с режима 54 тыс. м³/сут., далее плавно регулируя угловым штуцером, ступенчато увеличивали дебит, до 65, 75, 80, 85, 94 и 123 тыс. м³/сут. Признаков поднятия клапана на этих режимах отмечено не было. На режиме с дебитом 123 тыс. м³/сут. произошел значительный выброс по объему пачки жидкости, при работе скважины на режиме отмечено увеличение дебита газа до 130 тыс. м³/сут. По микрофону и на слух два раза четко зафиксирован удар плунжера об верхний ограничитель.

После проведения исследований скважина была запущена в ГСС с дебитом ~ 120 тыс. м³/сут. Оставленные для контроля работы плунжера датчики УМТ на буфере и затрубье также зафиксировали регулярные, через 17 минут, поднятия плунжера. По данным геологической службы добычи ГП-2 после запуска скважины в ГСС в период с 09.07.2010 г. по 22.07.2010 г. скважина работала стабильно без продувок в атмосферу, на слух наблюдается работа плунжера.

Скважина № 502

Перед проведением исследования работы плунжерного лифта в июле 2010 года, проведены исследования скважины методом установившихся отборов. Минимально необходимый дебит газа для НКТ составляет ~130 тыс. м³/сут.

На следующий день в скважину был установлен плунжер. Исследования начали с режима 80 тыс. м³/сут, через 18 минут, зафиксирован первый, а затем последующие три поднятия плунжера, сопровождающиеся выбросами пачек жидкости. Затем дебит газа уменьшили до 60 тыс. м³/сут, поднятий плунжера зафиксировано не было. На режимах 75 и 80 тыс. м³/сут поднятие плунжера фиксировалось регулярно, затем с 90 тыс. м³/сут, и выше плунжер поднимался только по одному разу, примерно через 20 минут после запуска скважины на режим.

После проведения исследований скважина запущена в работу в ГСС при дебите ~120 тыс. м³/сут.

Сравнение продуктивных характеристик скважины до и после установки плунжера по данным ГДИ показали, что продуктивные характеристики скважины не изменились.

Скважина № 503

На момент начала проведения исследований скважины в июле 2010 года плунжер был уже установлен в скважину. Регулировка дебита скважины проводилась сменой диафрагм на ДИКТе, так как угловой штуцер на скважине находится в не в рабочем состоянии. Минимально необходимый дебит газа для НКТ составляет ~ 127 тыс. м³/сут.

Исследования начали с режима 22,19 мм, дебит 91 тыс. м³/сут. Никаких признаков прилета плунжера и выноса жидкости не зафиксировано. На следующем режиме 25,4 мм, с дебитом 102 тыс. м³/сут, на 7 минуте зафиксирован вынос значительного объема жидкости. На режиме 28,57 с дебитом 113 тыс. м³/сут, жидкость начало выносить на 6-й минуте, был явно слышен щелчок удара плунжера об верхний отбойник. За 30 минут работы на режиме в контейнерах 16200 см³ жидкости. Далее, на режиме 31,75 мм, с дебитом 133 тыс. м³/сут., предположительно звук удара зафиксирован на 22 минуте, за 30 минут работы в контейнерах скопилось 7500 см³ жидкости.

На следующий день исследования были продолжены с установленным плунжером. На режиме 22,19 мм, с дебитом 101 тыс. м³/сут, выноса жидкости, как и работы плунжера, зафиксировано не было. Далее, на режиме 28,57 мм, с дебитом 139 тыс. м³/сут, на 20 минуте начало выносить жидкость, звук удара зафиксирован не был, контейнера переполнены.

Скважина № 509

Так как дорога до скважины отсутствует, скважина расположена в болоте, и работы производились с использованием вездехода ТМ. Расстояние от места установки вездехода до устья скважины не позволили установить микрофон из-за ограничения по длине кабеля, поэтому работа клапана наблюдалась на слух. Режим работы скважины регулировался угловым штуцером, с шагом ~10 тыс. м³/сут. Всего было 9 режимов работы, с дебитами 59, 67, 75, 86, 94, 103, 113, 121 и 131 тыс. м³/сут. На всех режимах работа плунжера не зафиксирована. Минимально необходимый дебит газа для НКТ составляет ~ 135 тыс. м³/сут.

Сравнение продуктивных характеристик скважины до и после установки плунжера по данным ГДИ показало, что лучшие продуктивные характеристики наблюдаются после установки плунжера, что связано, прежде всего, с очисткой ствола скважины от жидкости при ГДИ, которое проводилось до установки плунжера.

Скважина № 726

Исследование скважины № 726 начали также в июле 2010 года с установленным плунжером. Перед проведением исследования на устье скважины был заменен верхний отбойник – ограничитель плунжера (стоял отбойник без центрального стержня, для извлечения клапана). При вскрытии буферной задвижки, выяснилось, что вся внутренняя поверхность, покрыта толстым, примерно 1 см, глинистым слоем фильтрата бурового раствора. Так как угловой штуцер отсутствует, регулировка дебита производилась сменой диафрагм на ДИКТе. Провели замеры работы скважины на режимах с дебитом газа 44, 59, 73, 87 тыс. м³/сут. Признаков работы клапана, и выноса жидкости не зафиксировано. Минимально необходимый дебит газа для НКТ составляет ~ 107 тыс. м³/сут.

На следующий день исследования работы плунжера продолжили на режимах 95, 103, 109 и 119 тыс. м³/сут. На режиме 109 тыс. м³/сут. (диа-

фрагма 34,91 мм) на 32 минуте произошло переполнение контейнеров. В контейнерах оказался густой фильтрат бурового раствора, который даже пришлось вымывать чистой водой, сам не сливался. Такой же результат был и на режиме 119 тыс. м³/сут. (диафрагма 38,0 мм).

Обобщая результаты исследований скважин, оборудованных плунжерным лифтом, необходимо отметить следующее:

- на скважине № 318 стабильная работа плунжера отмечена только на режимах с большими (более 120 тыс. м³/сут) дебитами;
- На скважине № 502 плунжерный лифт работал в диапазоне дебитов от 75 до 85 тыс. м³/сут. На других режимах клапан прилетал только раз, через некоторое время после остановки и последующего запуска;
- На скважине № 503 отмечены одноразовое срабатывание клапана после остановки и последующего запуска скважины при дебитах выше 107 тыс. м³/сут;
- По скважине № 509 работа плунжера не отмечена на всех режимах исследования;
- На скважине № 726 признаков работы плунжера, и выноса жидкости не зафиксировано. По всей видимости, фильтрат бурового раствора, содержащийся в продукции скважины, препятствовал работе плунжерного лифта.

Неоднозначность полученных результатов подтверждает необходимость активного участия разработчиков плунжерного лифта в работах по его внедрению на скважинах месторождения Медвежье. Результаты исследований свидетельствуют о том, что к каждой скважине требуется индивидуальный подход, включая подбор конструкции плунжера и определение его рабочего диапазона.

Библиографический список

1. Саранча, А. В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, И. С. Саранча, Д. А. Митрофанов // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 211.

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

Актуальность применения повторных ГРП на Ачимовских газоконденсатных скважинах

Слепцов Я.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для нефтегазовой промышленности России актуальна проблема увеличения газоконденсатоотдачи месторождения и вовлечения в разработ-

ку трудноизвлекаемых запасов. С целью вовлечения в разработку газоконденсатных скважин с низкопроницаемыми коллекторами применяется метод гидравлический разрыв продуктивного пласта (ГРП). При его применении в призабойной зоне пласта образуется разветвленная система дренирования за счет раскрытия естественных микротрещин и создания вертикальной трещины большой протяженности. Таким способом можно извлечь дополнительно около 30% запасов пласта. Высоко проводящие трещины от ГРП дают возможность увеличить дебит скважин в 3 - 4 раза и более.

Известно, что со временем эффект от проведения ГРП значительно снижается. Связано это с снижением проводимости трещин из-за выноса проппанта и ее постепенного смыкания, а также загрязнением трещины. Существует возможность восстановить производительности таких скважин путем проведения повторных ГРП. Но несмотря на широкое распространение этого метода, далеко не все операции гидроразрыва пласта, оказываются эффективными, это объясняется как недостаточно обоснованным выбором технологии для конкретных скважин, так и некорректным определением параметров его проведения.

Например, на Нивагальском месторождении дебит после проведения повторного ГРП в 1,5 раза выше в сравнении с первым, а на Урьевском месторождении ситуация прямо противоположная, так как подбор скважин-кандидатов для повторного ГРП делался без обоснования его эффективности ввиду отсутствия соответствующих методик.

На сегодняшний день не существует однозначного метода прогнозирования эффективности повторного ГРП который позволяет учесть все значимые факторы, так как решения содержат много упрощающих предположений, сужающих круг применения полученных результатов и требуют больших затрат материальных и временных ресурсов.

В связи с этим разработка метода прогнозирования эффективности повторного ГРП и, следовательно, методы моделирования продуктивности и оценка приростов добычи является в настоящее время актуальной задачей.

Библиографический список

1. Гейхман, М. Г. Кислотные обработки терригенных и карбонатных коллекторов / М. Г. Гейхман, Г. П. Исаев, Н. Е. Серeda, С. В. Малышев, В. И. Нифантов, К. И. Джафаров // Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007. – 104 с.
2. Борисов Ю.П. и др. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. – М.: Недрa, 1976. – 288 с.
3. Серeda, Н. Е. Особенности выбора технологии интенсификации притока газа / Н. Е. Серeda, В. И. Нифантов, С. В. Малышев // Материалы совещания «Современное состояние и пути совершенствования технологии эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Астрахань, 15-18 мая 2007 г. – М.: – 2008. – С. 104-107.

4. Бахтияров, Г. А. Определение оптимального числа стадий гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / Г. А. Бахтияров, М. А. Фатхлисламов, Р. З. Нурғалиев // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 3. – С. 46-49.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., док. техн. наук, профессор.

Моделирование входного дебита ГРП для прогнозирования его потенциальной эффективности

Тарканов А.А., Джамалутин В.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

История первых попыток повышения нефтеотдачи пласта были предприняты еще в 1880-х годах в США, где нефтегазодобывающая отрасль в эти года развивалась быстрыми темпами, вследствие чего были достигнуты первые успехи тестирования стимулирования добычи нефти из низкопроницаемых пород с помощью нитроглицерина. Данный метод заключался в том, чтобы взрывом нитроглицерина образовать трещины в уплотненных породах в призабойной зоне скважины и тем самым увеличить приток нефти к забою. Технология долгое время применялась успешно, несмотря на свою очевидную опасность. Первый в истории успешный с коммерческой стороны гидроразрыв пласта (ГРП) был осуществлен лишь в 1949 году в США, после чего их количество резко стало возрастать. В 1987 году число проведенных ГРП преодолело рубеж 1 миллиона операций, и это только в одной стране.

Эпоха возрождения практики использования технологии ГРП в России началась только в конце 1980-х. На сегодняшний день имеются широкие перспективы для внедрения полномасштабных операций по использованию технологии ГРП в низкопроницаемых нефтегазоносных пластах Западной Сибири[1].

В практике применения ГРП существует ряд особенностей, которые нужно принимать во внимание при прогнозировании и его проведении:

- подбор скважин кандидатов;
- анализ экономической целесообразности;
- моделирование процесса ГРП на лицензированном программном обеспечении;
- создание трещины и поддержание ее в раскрытом состоянии;
- освоение скважины после ГРП[2].

Расчет технологического процесса ГРП основывается на определении основных пластовых параметров. Вертикальное горное давление $P_{вг}$,

исходя из средневзвешенной плотности вышележащих пород, определяется по формуле:

$$P_{в.г.} = \rho_{п} * g * H, \quad (1)$$

где $\rho_{п}$ – плотность пород, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина кровли продуктивного пласта, м.

Боковое горное давление $P_{б.г.}$, рассчитывается по формуле:

$$P_{б.г.} = \frac{\nu}{1-\nu} * P_{в.г.}, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона, б/р.

Объем жидкости разрыва, профильтровавшейся через стенки трещины в пласт $V_{ф}$, определяется из выражения:

$$V_{ф} = 4 * l * m * \xi * L, \quad (3)$$

где h – толщина продуктивного пласта, м²; m – пористость пласта, д.е.; ξ – расстояние проникновения от трещины в пласт жидкости разрыва, м; L – полудлина трещины гидроразрыва, м.

Расстояние проникновения от трещины в пласт жидкости разрыва ξ , определяется по следующей формуле:

$$\xi = \sqrt{\frac{2 * k_{п} * k_{кор} * \Delta P_c * t}{\mu_{ж} * m}}, \quad (4)$$

где $k_{п}$ – проницаемость пласта, м²; $k_{кор}$ – коэффициент корки, б/р; ΔP_c – репрессия на пласт, Па; t – время закачки жидкости разрыва, с; $\mu_{ж}$ – вязкость пластовой жидкости, с; m – пористость пласта, д.е..

Объем трещины $V_{т}$, определяется по формуле:

$$V_{т} = L * h * \omega_0, \quad (5)$$

где ω_0 – максимальная ширина трещины, м.

Максимальная ширина трещины ω_0 , вычисляется по формуле:

$$\omega_0 = \frac{4(1-2\nu)(1+\nu)(\Delta P_c - P_{б.г.})}{3E} \left(\frac{V_{ф} q \mu}{2\pi^2 h^2 m k_{п} P_{б.г.}} \right)^{0.5}, \quad (6)$$

где ν – коэффициент Пуассона, б/р; E – модуль Юнга, Па; q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с; m – пористость, д.е.

Решая совместно уравнения (1-6) и исключая неизвестные $V_{ф}$, $V_{т}$ и ω_0 , получаем нелинейное уравнение относительно полудлины трещины L :

$$q_t = \frac{4hl(1-2\nu)(1+\nu)(\Delta P_c + P_{б.г.})}{3E} \left(\frac{4L\xi q \mu}{2\pi^2 h k_{п} P_{б.г.}} \right)^{0.5} + 4L\xi m h, \quad (7)$$

При пластовом давлении, равном гидростатическому и ниже гидростатического, давление разрыва горных пород $P_{раз}$, составляет:

$$P_{раз} = P_{в.г.} + C_{рс} - P_{пл}, \quad (8)$$

где $C_{рс}$ – давление расслоения пород, равное от 1,5 до 3,0 МПа; $P_{пл}$ – текущее пластовое давление, МПа.

Приток к несовершенной как по характеру, так и по степени вскрытия пласта газовой скважине описывается известной двучленной формулой:

$$P_k^2 - P_c^2 = AQ + BQ, \quad (9)$$

где P_k – давление на контуре питания, Па; P_c – забойное давление, Па; Q – дебит скважины, м³/с; A и B – фильтрационные коэффициенты.

$$A = \frac{\mu * z * P_{ат} * T_{пл}}{\pi * k * h * T_{ст}} * \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{1}{n * r_c} \right), \quad (10)$$

$$B = \frac{\rho_{ст} * z * P_{ат} * T_{пл}}{2 * \pi^2 * l * h^2 * T_{ст}} * \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + \frac{1}{3 * n^2 * r_0^3} \right), \quad (11)$$

где μ – вязкость газа при пластовом давлении и температуре, Па·с; z – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; $P_{ат}$ – атмосферное давление, Па; $T_{пл}$ – пластовая температура, К; k – проницаемость пласта, м²; h – толщина пласта, м; $T_{ст}$ – стандартная температура, К; R_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; n – плотность перфорации, 1/м; r_0 – радиус перфорационных каналов, м; $\rho_{ст}$ – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³; l – коэффициент макрошероховатости, б/р[2].

Дебит такой скважины до ГРП можно определить по двухзонной схеме притока. Для внешней зоны между r_d и R_k получаем:

$$P_k^2 - P_d^2 = A_2 Q + B_2 Q^2, \quad (12)$$

Для внутренней зоны между r_c и r_d имеем:

$$P_d^2 - P_c^2 = A_1 Q + B_1 Q^2, \quad (13)$$

Ожидаемый эффект от ГРП определяется из выражения:

$$\mathcal{E} = \frac{Q_{g2}}{Q_{g1}} \quad (14)$$

Приведенные формулы для проведения расчетов показывают, что математическое моделирование технологического процесса гидроразрыва пласта помимо технологических параметров и условий проводимых испытаний, зависит также от геологических и геофизических свойств исследуемого пласта. Эффективное моделирование ГРП должно учитывать анализ свойств коллектора и такие параметры процесса, как интенсивность и время закачивания проппанта, свойства разрывной жидкости и прочие факторы. Только технологически надежную модель технологии гидроразрыва пласта следует использовать на месторождении, так как рассматриваемый вид скважинных работ таит в себе риск возникновения больших опасностей, некорректно спроектированный и непрофессионально проведенный гидравлический разрыв пласта способен нарушить оптимальную работу залежи и привести к существенному уменьшению рентабельности скважины.

Сегодня, в век высоких технологий, развитие технологий проведения ГРП приобретает массовый характер. Необходимо усовершенствовать методы и технологии для проведения ГРП, разрабатывать программные комплексы для моделирования необходимых операций, открывать резервы повышения технологической эффективности ГРП.

Библиографический список

1. Кокорин, А. А. Особенности разработки залежей газа ЯНАО с применением гидравлического разрыва пласта: учебник / А. А. Кокорин, А. Р. Заболотов. – Тюмень: Нефтегазовое хозяйство, 1997. – 630 с.

2. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки газоконденсатных месторождений с применением ГРП: учебник / Р. Д. Каневская – Москва : Недра, 2002.– 247 с.

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

Анализ эффективности разработки Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ясмовейского ЛУ

Толстихина П.С

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В России на 2018 год открыто и разрабатывается множество месторождений газа и нефти, причем некоторые из них считаются одними из крупнейших в мире. Речь идет об Уренгойском газовом месторождении, которое является третьим в мире по величине газовых запасов, которые превышают десять триллионов кубических метров. Говоря о географической привязке этого месторождения, отметим, что оно находится в северной части Западно-Сибирской равнины в бассейне реки Пур (Ямало-Ненецкий автономный округ). [1]

В настоящее время на Уренгойском месторождении в целом существует 214 скважин, из которых 78 – опытно-промышленная эксплуатация, 54 – в консервации, 11 – пьезометрический фонд, 16 – незаконченное строительство, 55 – ликвидированы. Самой разрабатываемой залежью на рассматриваемом нами месторождении является газоконденсатная залежь пласта БУ₁₇¹⁻¹, которая относится к Усть-Ясмовейскому ЛУ. В пределах этой залежи на 2014 год находятся 9 поисково-разведочных скважин: №370sp (1981 г.), № 375sp (1990 г.), №№ 453ur, 454ur – (1991 г.), №№ 378ууам, 379ууам – (2007 г.), №№ 376ur, 380ur (2008 г.), №Р-10(2013 г.). [2]

В нашей работе мы рассматриваем Уренгойское месторождение в географической конъюнктуре Усть-Ясмовейского ЛУ, которое было открыто еще в 1981 году и до сих пор находится в процессе разработки. Все скважины, пробуренные в пределах рассматриваемого нами участка, эксплуатируются. Последние скважины на этом участке были внедрены в 2007 году - № 378ууам и № 379ууам, причем это позволило увеличить аспект добычи углеводородов. В целом, на 2014 год было добыто 808,4 млн. м³газа и 139,2 тыс. т. газового конденсата. Стоит подчеркнуть, что все эти показатели находятся на уровне добычи 1,4% и 1% от имеющихся геологических запасов газа и конденсата соответственно, что указывает на пока что неисчерпанный потенциал данного ЛУ Уренгойского месторождения.

Теперь хотелось бы перейти непосредственно к статистическим показателям разработки Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ясмовейского ЛУ: [2]

Таблица 1

Динамика основных показателей разработки Уренгойского месторождения
в пределах Усть-Ясмовейского ЛУ 2005-2014 гг.

Го- ды	Добыча газа, млн. м ³		Сред- ний дебет газа, тыс. м ³ /сут	Добыча кон- денсата		Средний дебит конденса- та, т/сут	КГ Ф, %	Фонд сква- жин	
	годо- вая	накоп л.		годо- вая	накоп л.			эксп л.	дейст в.
2005	2,3	2,3	39,1	0,4	0,4	6,8	175,2	1	1
2006	40,7	43,0	154,9	6,6	7,0	25,3	163,3	1	1
2007	71,7	114,7	256,1	11,5	18,5	41,1	160,6	1	1
2008	116,7	231,4	202,4	1631	34,6	27,9	137,6	3	3
2009	151,4	382,8	184,1	20,7	55,3	25,2	136,8	4	3
2010	4,0	368,8	247,0	0,4	55,7	24,7	100,0	4	4
2011	12,7	399,5	230,6	2,5	58,2	44,9	194,8	4	2
2012	190,9	590,4	187,8	31,0	89,2	30,5	162,4	5	4
2013	127,6	717,9	126,6	28,8	118,0	28,6	225,7	5	3
2014	90,5	808,4	125,1	21,2	139,2	29,3	234,3	5	3

В период 2005 – 2007 гг. наблюдается рост дебитов газа и конденсата, что связано с проведением на скважине № 454ур ГРП. С 2007 года дебит газа снижается, снижается и вынос конденсата. Так в скважине № 454ур при снижении дебита газа в 2008 году на 2,6 %, КГФ снизился на 9,4 %; в скважине № 378уат дебита газа снизился на 28,2%, КГФ – на 23,8%; в скважине № 379уат дебита газа снизился на 5,0 %, КГФ – на 2,0%.

В 2009 году по сравнению с 2008 годом добыча газа увеличилась на 29,7% (34,7 млн. м³), добыча конденсата выросла на 28,5% (4,6 тыс. т), что связано с проведением мероприятий по интенсификации притоков (ГРП). В 2007 году среднегодовая обводненность добываемой жидкой фазы достигла 6,0% весовых. В 2009 году она оставалась на уровне 5,6%, в 2010 и 2011 гг. – на уровне 3,4% и 4,8%, соответственно. В 2013 году данный показатель составил 5,7%, в 2014 году – 9%. Конденсатно-газовый фактор в 2014 году составил 234,26 г/м³, это максимальный КГФ за всю историю эксплуатации. Накопленный отбор газа в среднем на одну скважину пласта БУ₁₇¹⁻

¹составил – 161,6 млн.м³. Максимальный отбор газа приходится на скважину № 379 (258,1 млн. м³), что составляет 32% от накопленной добычи по пласту в целом. На остальные скважины приходится от 17 до 30% накопленной добычи, что объясняется меньшим временем работы скважин. [3]

ООО «Газпром добыча Уренгой» в 2014 году предложила избирательное размещение газовых скважин с горизонтальным окончанием 600 м, чтобы повысить эффективность разработки Усть-Ямсовейского ЛУ. Категория запасов С1 Фонд газовых скважин за весь срок разработки по категории запасов С1 составит 21 единицу, фонд для бурения – 18 скважин. Таким образом, планируется достигнуть следующих проектных показателей: максимальная добыча газа (2021 г.) – 1645,0 млн. м³, добычи конденсата (2034 г.) – 329,1 тыс. т. Накопленные показатели разработки: Добыча газа на конец расчетного периода (2117 г.) – 47,03 млрд. м³. Добыча конденсата на конец расчетного периода (2117 г.) – 5754,9 тыс. т. Отбор газа от начальных геологических запасов составит 80,9% (остаточные запасы – 11062,3 млн. м³). Конечный коэффициент конденсатоизвлечения достигнет 0,419.[4]

Конец расчетного периода разработки объекта Уренгойского месторождения Усть-Ямсовейского лицензионного участка приходится на 2117 год. Максимальный уровень отбора газа составит 1645 млн. м³/год и достигнет этого значения в 2021 году, максимальный отбор конденсата составит 329,1 тыс. т. и достигнет этого значения в 2020. В течение расчетного периода накопленная добыча газа составит - 47,03 млрд. м³, конденсата - 5754,9 тыс. т.[4]

Итак, в данное время на Усть-Ямсовейском лицензионном участке ведется разработка 1 эксплуатационного объекта (пласт БУ₁₇¹⁻¹), который является самым крупным пластом по геологическим запасам Уренгойского месторождения. Начиная с 2004 года, идет освоение неокомских продуктивных отложений, на основании плана пробной эксплуатации 454иg разведочной скважины. С 2007 года при подключении в работу еще двух разведочных скважин 378иуam и 379иуam, а в 2009 одной разведочной скважины 380иg началась опытно-промышленная разработка эксплуатационного объекта Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка. Фактические показатели добычи газа и конденсата превышают проектные, газокоэффициент конденсатный фактор в целом имеет общую тенденцию к повышению и в 2013 году достиг рекордного значения за всю историю добычи.

Библиографический список:

1. Усть-Ямсовейское месторождение [Электронный ресурс], - http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/ust_jamsovejskoe/7-1-0-1128
2. Отчет о научно-исследовательской работе «Единая технологическая схема разработки залежей углеводородов валанжинских отложений Уренгойского региона, 2014 г.

3. Пересчет запасов нефти, свободного газа и конденсата залежей неокома (пласты группы БУ171-1) Уренгойского месторождения по состоянию на 01.01.2011 г.», ОАО «СибНАЦ», Тюмень, 2014 г.

4. Отчет о деятельности в области устойчивого развития [Электронный ресурс], - <http://www.gazprom.ru/f/posts/16/616270/development-report-2014-2015-rus.pdf>

Научный руководитель: Савастьин М.Ю., к.т.н, доцент кафедры РЭНГМ

Прямой расчет текущего коэффициента охвата

Тополева А.В., Чикиров Р.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последние годы увеличивается число вводимых в разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами, большинство месторождений переходят на поздние стадии разработки, помимо того, есть ряд месторождений с разбалансированной системой разработки. В этом случае, при невысоких градиентах давления фильтрация жидкости отклоняется от линейного закона Дарси. На качественном уровне процесс моделирования нелинейной фильтрации не производится.

Таким образом, целью моей работы является «Апробация нового способа расчета текущего коэффициента охвата на моделях нелинейной фильтрации».

Главное отличие предлагаемой схемы проектирования заключается в анализе охвата воздействием текущих запасов углеводородов на цифровых моделях, представленное на рисунке 1. Смысл регулирования заключается в максимальном воздействии на локализованные запасы углеводородного сырья.

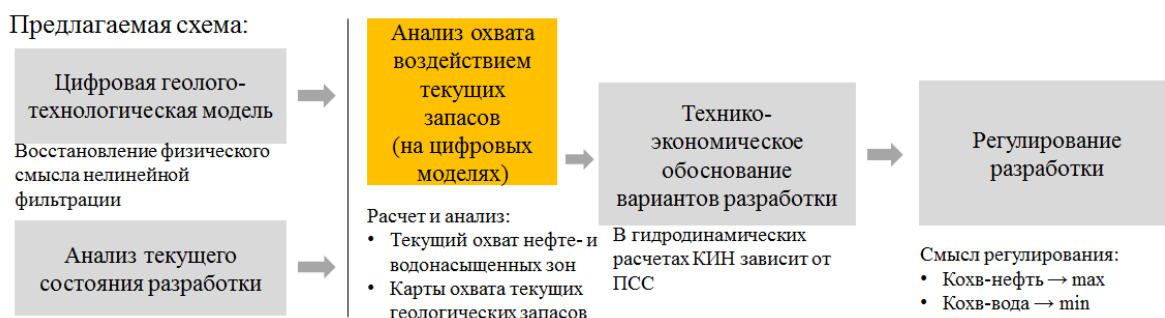


Рисунок 1. Предлагаемая схема проектирования месторождений

Предлагаемая методика расчета текущего коэффициента охвата прямым счетом характеризует эффективность системы разработки на конкретную дату, а также в динамике; позволяет произвести количественную

оценку не только участков, залежей, эксплуатационных, но и месторождений в целом.

Методика основана на отклонении от линейного закона Дарси. На рисунке 2 приведены теоретические основы градиента давления, капиллярного числа и скорости фильтрации.

Огромный вклад в нелинейность вносит капиллярное число, градиент давления и линейная скорость фильтрации. Опыты на керне проводятся при завышенных линейных скоростях около 15 м³/сут в то время, как линейная скорость в продуктивном нефтяном пласте составляет 1-5 м³/сут, следовательно, петрофизические зависимости, которые мы закладываем в цифровые модели имеют низкую надёжность.

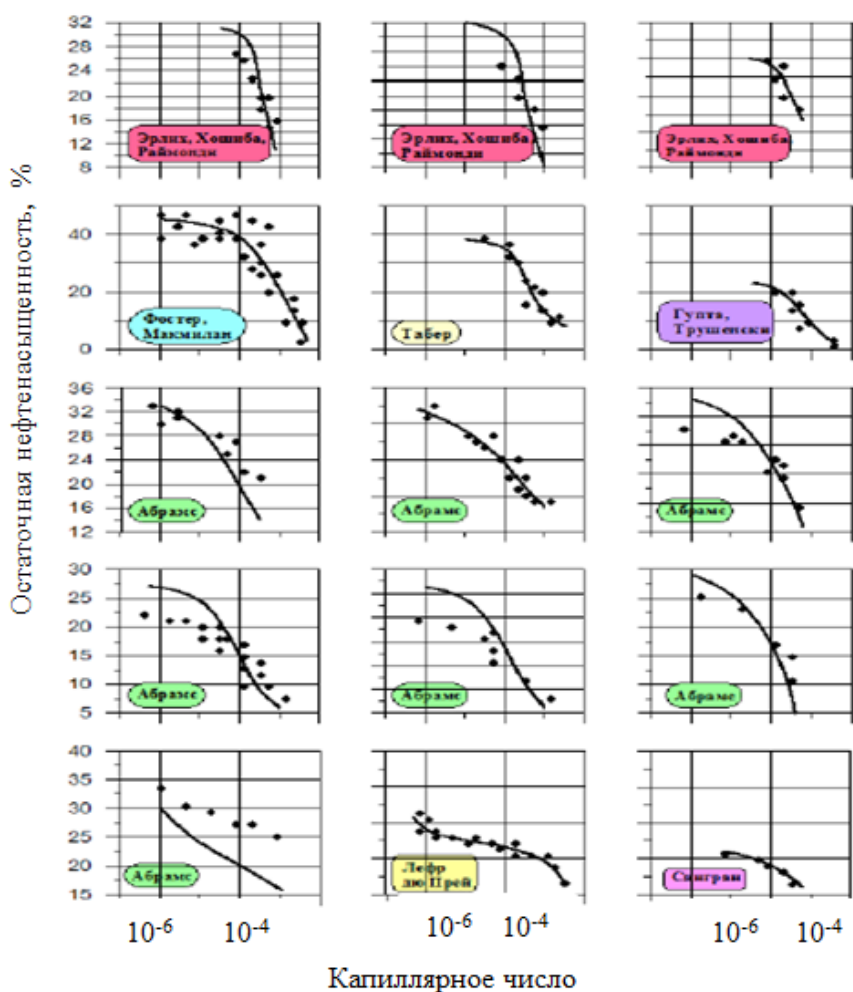


Рисунок 2. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа

Был предложен учет нелинейной фильтрации по средствам методики динамических фазовых проницаемостей при трехточечном масштабировании на каждом итерационном шаге.

В настоящий момент методика подвергается апробации на таких гидродинамических симуляторах, как *Tempest*, *Eclipse*, *tNavigator*, РН-КИМ (Корпоративное ПО ПАО «НК «Роснефть»»).

На основании экспериментальных данных резюмируем:

- Проведена исследовательская работа, указывающая на значительное влияние фильтрационных скоростей фильтрации в продуктивных пластах;
- Использование классического закона Дарси приводит к «размыванию» фронта нефтенасыщенности;
- Выбор граничного значения градиента давления имеет определяющее значение при оценке конечного охвата в гидродинамической модели и его текущей динамики.

Библиографический список

1. Костюченко, С. В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока / С. В. Костюченко, С. В. Зимин // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №1. – С. 56-60.
2. Костюченко, С. В. Прямой расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании / С. В. Костюченко // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №10. – С. 112-115.
3. Костюченко, С. В. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании / С. В. Костюченко, А. С. Кашик // Труды V Международного технологического симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи». – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2006. – С. 212-218.

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

Оценка эффективности устройств контроля притока штуцерного типа на примере скважины месторождения Западной Сибири

Урванцев Р.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи со значительной выработкой запасов и достижения обводнённости на скважинах предельного рентабельного уровня их эксплуатации на крупнейших месторождениях Западной Сибири с использованием традиционных методов, всё большую актуальность приобретает поиск методов и подходов, позволяющих снизить приток воды к забоям скважин. Активное использование ЗБС на месторождении в целом сопряжено с рядом трудностей по причине высокой плотности сетки скважин и, соответственно, высокой вероятностью возникновения осложнений и аварий при бурении, а также низкой вероятностью достижения планируемой цели.

В настоящее время за рубежом и в России [1] в качестве средства борьбы с конусообразованием и раннего прорыва воды в скважину в скважины активно используются устройства контроля притока, суть которых

заключается в выравнивании притока вдоль ствола скважины. В состав таких устройств входит ограничитель потока, который создает дополнительный перепад давления, зависящий от объема поступающей жидкости: чем выше дебит, тем больше перепад давления. Таким образом, устройство ограничивает приток из высокопроницаемых участков, выравнивая фронт вдоль ствола скважины.

Одной из разновидностей УКП являются устройства штуцерного типа [2], используемые в условиях с маловязкой нефтью. В устройстве штуцерного типа добываемый флюид попадает в основную трубу через серию заранее сконструированных штуцеров. Число и диаметры таких штуцеров подбираются таким образом, чтобы создать нужный перепад давления в зависимости от текущего дебита.

В качестве преимуществ штуцерных УКП можно выделить:

- устойчивость ГС
- сохранение состояния ПЗП
- выравнивание притока
- Недостатками технологии являются:
- отсутствие консолидации песка с ПЗП и его вынос, приводящий к эрозии УКП
- невозможность осуществления регулирующей способности после прорыва

Для оценки эффективности УКП на примере реальной скважины было рассчитано 2 варианта – базовый (без УКП) и вариант с УКП. Для более точного прогнозирования динамики отборов по каждому из вариантов была проведена адаптация модели на историю разработки. Соблюдена общая энергетика пласта и динамика показателей, расхождение по накопленным показателям минимальное (рисунок 1).

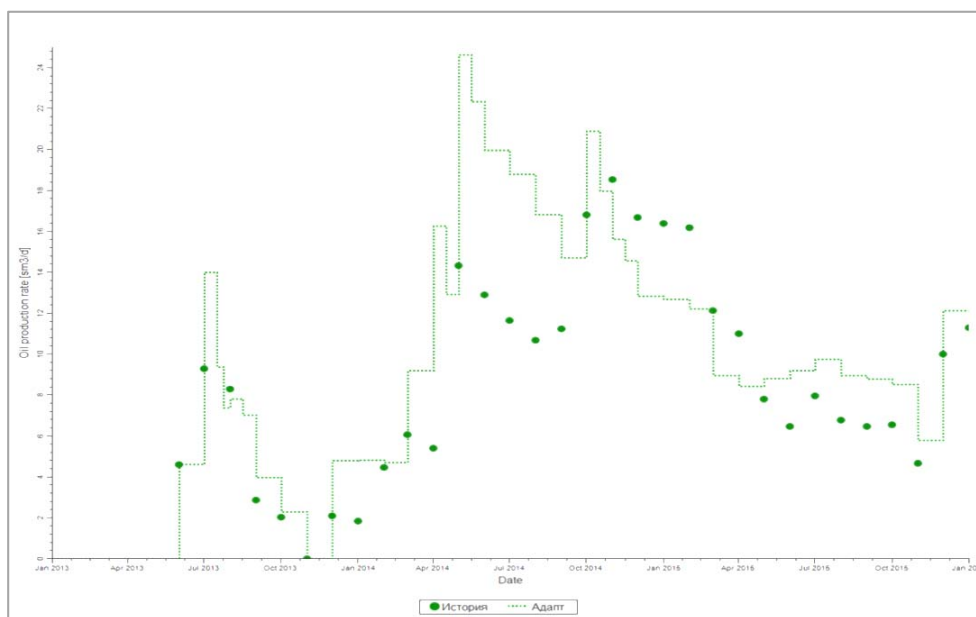


Рисунок 1. Сравнение факта и адаптации по дебиту нефти

При оценке варианта с компоновкой УКП, рассматриваемая скважина была разбита на ряд сегментов пакерами, установленными в зонах с низкими ФЕС [3]. Всего было установлено 3 устройства, каждое длиной 12 метров. Основными источниками поступления воды в скважину являются интервал 1 и интервал 2 интервала в центре скважины (рисунок 2).

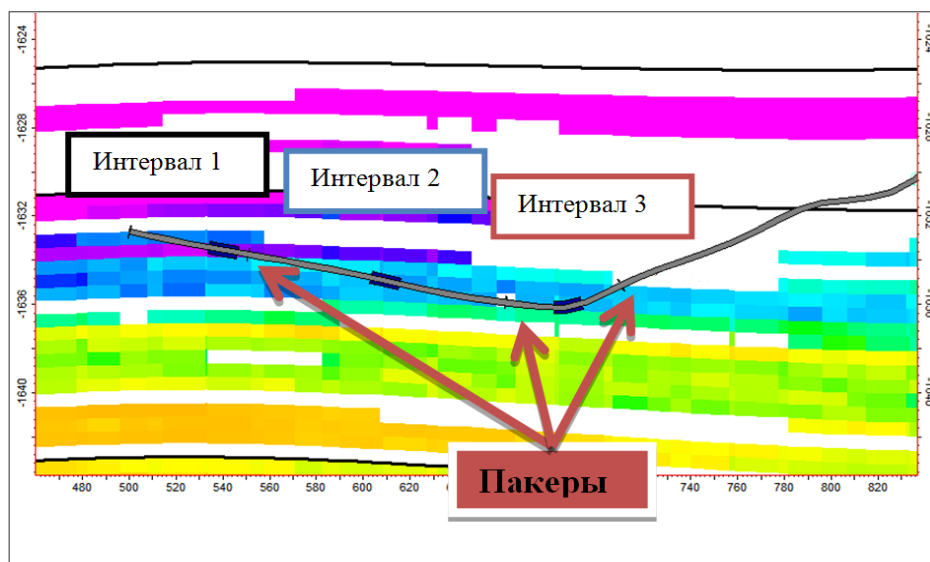


Рисунок 2. Схема компоновки в разрезе куба проницаемости

Датой начала прогноза служила точка начала адаптации – 01.01.2013, сама скважина введена в эксплуатацию с июля 2013 года. В основе этого решения была идея оценить потенциал работы скважины с УКП, если бы они были установлены в эту дату.

Применение УКП в интервалах 2 и 3 дало незначительное снижение обводнённости по сравнению с вариантом без устройств и общее увеличение добычи нефти в прогнозном варианте с УКП (рисунок 3).

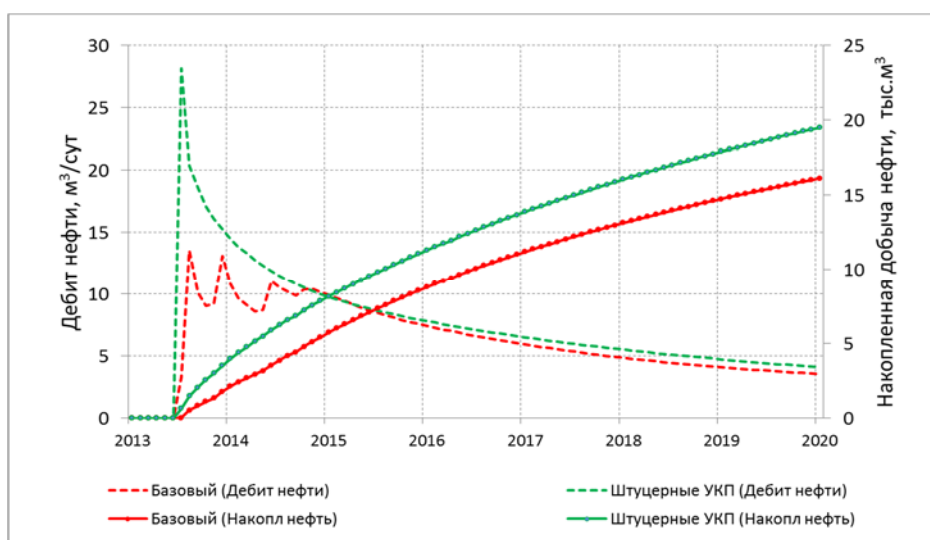


Рисунок 3. Оценка прогнозных вариантов

Накопленная добыча нефти к 2020 году в варианте с УКП составила 19,5 тыс.м³, по базовому варианту – 16,1 тыс.м³. Добиться прироста добычи удалось за счёт увеличения продуктивности и ограничения водопритока в начальный период.

Таким образом, очевидно, что потенциальное использование УКП штуцерного типа на скважинах месторождений Западной Сибири с маловязкой нефтью показывает хорошую эффективность по сравнению с традиционным заканчиванием.

Библиографический список

1. Семенов, А. А. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении / А. А. Семенов, Р. А. Исламов, М. Т. Нухаев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20-23.

2. Антоненко, Д. А. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах / Д. А. Антоненко, Р. В. Мурдыгин, Е. И. Хатмуллина, С. Л. Амирян // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 84-87.

3. Семенов, А. А. Моделирование работы горизонтальных скважин в условиях неоднородности распределения свойств пласта / А. А. Семенов, В. М. Киселев // «Engineering&Technologies». – 2011. – Вып.4. – С. 429-437.

Плазменно-импульсное воздействие – современный подход в добыче углеводородов

Уфимцева М.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной работе рассмотрены новые разработки в добычи углеводородов.

Для обеспечения высокого уровня добычи нефти и газа, совместно с разведкой и освоением новых месторождений, большое внимание уделяется увеличению нефтеотдачи, методами интенсификации добычи нефти.

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) на пласт при добыче нефти – один из методов повышения нефтеотдачи, применяется как аналог гидроразрыва пласта (ГРП). Сущность метода заключается в использовании способности пород пласта вступать в резонанс. Технология ПИВ была разработана учеными из Санкт-Петербурга в середине 1990-х.

Технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) позволяет осуществлять фазовое воздействие, включать в работу непромытые пропластки, снимать поверхностное натяжение в капиллярах и освобождать капиллярно удерживаемые углеводороды (нефть и газ). При применении ПИВ проницаемость по пласту увеличивается, а пористость в свою оче-

редь за счет освобождения легкой фазы уменьшается. Длительность эффекта от ПИВ может сохраняться от 6 месяцев до нескольких лет.

Метод ПИВ применяется для вызова притока нефти в любых по сложности и ориентации скважинах на этапе освоения, а также для увеличения нефтеотдачи эксплуатируемых скважин и повышения продуктивности скважин на поздней стадии разработки, когда коэффициент нефтеотдачи естественным образом снижается. Технология может применяться на месторождениях при любой степени обводненности.

Внутрь скважины подается ток напряжением 3000В. Он вызывает появление электрической дуги, которая приводит к образованию плазмы (ионно-электронного газа) и очень быстрому повышению температуры в пласте примерно до 28000С. Из-за такого сильного скачка температуры в течение нескольких микросекунд в месте подачи тока образуется область высокого давления около 10т/см². Расширение плазмы вызывает мгновенную ударную волну. Эта волна со скоростью, превышающей скорость звука, распространяется по жидкости, находящейся в скважине, чем вызывает сильное ее уплотнение.

Когда плазма после распространения ударной волны охлаждается, она за счет обратного давления вызывает приток в скважину, благодаря чему нефтеотдача скважины повышается. При этом перфорация стенок скважины, через которую из пластов в колонну поступает нефть, прочищается, что повышает пропускную способность колонны и дополнительно увеличивает приток.

Импульсы тока повторяются в одной точке через одинаковые временные промежутки множество раз, и каждый раз при возникновении обратной тяги в пласте скважина забирает дополнительные порции углеводородов. За один спуск в скважину генератор делает около 1000 импульсов.[1]

На сегодняшний день данный метод подходит для всех видов скважин – как вертикальных, так и наклонных, а также горизонтальных. Технология успешно применяется даже на скважинах с низким коэффициентом нефтеотдачи. Этот вид воздействия на пласт абсолютно экологически чист и не вызывает загрязнения окружающей среды отработанными водами или нефтепродуктами, не приводит к порче недр и не воздействует негативно на пласт.

Также одним из преимуществ технологии является ее простота и возможность повторного применения, а также более низкие риски по сравнению с методом гидроразрыва пласта (ГРП). При ГРП высока вероятность попадания в пластовые воды опасных реагентов, нефти и газа, в случае использования ПИВ такая вероятность отсутствует.

Накопленный опыт работы в России и за рубежом позволил выявить потребности рынка в более совершенных модификациях технологии ПИВ. В частности, был разработан и опробован в добывающих фонтанных и нагнетательных скважинах аппарат диаметров 42 мм, который при исполь-

зовании не требует демонтажа насосно-компрессорного оборудования и опускается в район рабочего интервала на геофизическом кабеле через НКТ. Из 6 обработанных скважин 5 оказались в эффекте, при этом себестоимость таких работ очень мала.

За счёт инвестиций канадской компании разработан и проходит испытание уникальный комплекс технологии ПИВ для применения в скважинах с горизонтальным окончанием.

По замыслу разработчиков внедрение этого комплекса позволит значительно увеличить дебит горизонтальных скважин в России и за рубежом заменит трудоемкий затратный многоступенчатый ГРП.

Предварительное исследование показывает, что за счёт селективности ПИВ на продуктивный пласт и увеличение проницаемости технология имеет перспективы применения на сланцевых месторождениях нефти и газ, отличающихся высокой расчлененностью пород в пласте коллекторе и низкой проницаемостью. [2]

Сейчас технология ПИВ поддержана фондом «Сколково» как инновационный и безопасный метод повышения эффективности и нефтеотдачи скважин. Несмотря на то, что метод появился сравнительно недавно, он уже взят на вооружение другими странами, такими как США и Канада и успешно в них применяется.

В ближайшее время предполагается проведение опытно-промышленных работ на сланцевых месторождениях в США и Китае.

Библиографический список

1. Технология плазменно импульсного воздействия на нефтеносный пласт [Электронный ресурс] 2016 «ЭКСПОЦЕНТР».
2. Агеев, П. Г. Плазменно-импульсное воздействие – инновационный подход к добыче традиционных и нетрадиционных углеводородов и заблаговременной дегазации угольных пластов. / П. Г. Агеев, Н. П. Агеев, Д. П. Агеев, А. С. Десяткин, А. Ф. Пащенко / Специализированный журнал Бурение и Нефть. Июль – август 2016, № 07 – 08. 34 – 40.

Измерение абсолютной проницаемости горных пород

Ушакова А.В., Герцен А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Петрофизические исследования на образцах керна являются одним из основных звеньев в большой цепи исследований, необходимых для подготовки продуктивных месторождений к разработке. В частности, исследование абсолютной проницаемости различными лабораторными методами дает представление о том, с какой интенсивностью горные породы спо-

способны отдавать содержащиеся в них флюиды при перепаде давления, а от проницаемости пород-покрышек, зависят их способность удерживать флюид, не давая ему мигрировать в вышележащие пласты. Все более значимыми становятся данные исследования и потому, что нефтегазовая промышленность сталкивается со все более сложными типами коллекторов, что требует повышения информативности исследований кернового материала и создание более совершенного методического обеспечения проводимых исследований [1]. Абсолютная проницаемость характеризует площадь сечения порового пространства образца горной породы, по которой, теоретически, может фильтроваться инертный к породе флюид, например, вода, при полном заполнении всех пор среды этим флюидом.

Измерение абсолютной проницаемости горных пород осуществляется с применением установок, называемых пермеаметрами (англ. permeability – проницаемость). Принципиальная схема пермеаметра представлена на рисунке 1.

Типичными составляющими прибора для определения проницаемости являются источник давления или разряжения, регулятор давления, кернодержатель, позволяющий фильтровать жидкость и газы через пористую среду, устройства для измерения давления на входе и выходе из образца керна, расходомеры. [2]

Существуют установки двух видов: имитирующих процессы стационарной и нестационарной фильтрации. Принцип их работы заключается в пропускании фильтрующего агента с инертными по отношению к породе физико-химическими характеристиками и заданной скоростью через цилиндрический, высушенный при $t = 105^{\circ}\text{C}$, образец керна с известными длиной и диаметром, и измерения перепада давления на входе и выходе (стационарная фильтрация) или скорости падения давления через образец породы (нестационарная фильтрация), а также расхода фильтруемого газа. В качестве агента могут использоваться воздух, азот, гелий.

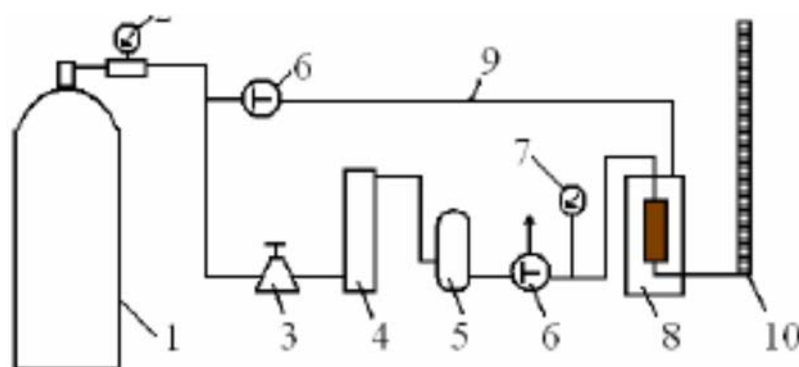


Рисунок 1. Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости:

- 1 – источник давления; 2 – редуктор высокого давления; 3 – редуктор низкого давления; 4 – осушитель газа; 5 – фильтр;
- 6 – трехходовой кран; 7 – манометр; 8 – кернодержатель; 9 – линия создания обжима;
- 10 – градуированная трубка для измерения расхода газа

Одной из установок зарубежной фирмы Coretest Systems Inc. (США), которая применяется в условиях отечественного производства, является автоматизированный пермеаметр-порозиметр AP-608 – система для проведения опытов по оценке проницаемости и пористости образцов кернового материала, основанный на методе затухания давления (нестационарной фильтрации) для определения проницаемости по газу с поправкой по Клинкенбергу, по коэффициенту проскальзывания и по коэффициенту турбулентности [3].

Как известно, классическая формула Дарси для вычисления проницаемости при фильтрации через образец породы вязкой изотропной жидкости, практически не пригодна, если фильтрующим агентом выступает газ. Это объясняется эффектом проскальзывания газа: поток газа, по сравнению с потоком жидкости встречает менее высокие сопротивления течению на стенках пор, что приводит к завышенным значениям проницаемости по газу, что особенно выражено в слабопроницаемых породах и при низких давлениях [4]. Впервые этот эффект был исследован в 1941 году Л. Клинкенбергом, в связи с чем и получил его имя. Как показывает многолетний опыт измерений, на установке AP-608 расчетная абсолютная проницаемость для жидкости (с учетом эффекта Клинкенберга) на 5-20 % меньше проницаемости для газа. [5]

На значение измеренной абсолютной проницаемости влияют и другие факторы, не зависящие от свойств пропускаемого через образец породы агента: тип кернодержателя и эластичность изолирующей манжеты, величина Δp , давление обжима образца, размера молекул фильтрующегося газа. [6]

Тем не менее, действующий ГОСТ не регламентирует эти условия, что приводит к значительным различиям измеренных значений абсолютной проницаемости для разных компаний, занимающихся данными исследованиями. В этом отношении, Американский нефтяной институт разработал более совершенную методику RP 40, которая вводит ограничения по максимальному перепаду давления в целях недопущения влияния турбулентности в зависимости от проницаемости. [7] Практическое применение данной методики в лаборатории ООО «Арктик-ГЕРС» установила, что данные ограничения давлений являются кондиционными.

Библиографический список

1. Гурбатова, И. П. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов [Текст] / И. П. Гурбатова, В. В. Плотников, Н. А. Попов, И. В. Сысоев // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №9. – С. 79-86.
2. Андерсен, М. А. Анализ керна: истина в последней инстанции при оценке характеристик пласта [Текст] / М. А. Андерсон, Б. Дункан, Р. МакЛин // Нефтегазовое обозрение, избранные статьи из журнала Oil-field Review, 2013. - №4 – С. 4-17.

3. Core analysis equipment [Электронный ресурс] / Coretest Systems Inc. – Электрон. текстовые дан. – California U.S.A.: [б.и.], 2017. – Режим доступа: <http://www.coretest.com/core-laboratory-testing-equipment>, свободный.
4. Дни науки - 2012 [Текст]: Материалы VIII Международной научно-практической конференции. Т. 94: Технические науки / - Прага, Чехия, 2012.
5. Вольф, А. А. Сравнительный анализ результатов лабораторных экспериментов по определению абсолютной проницаемости образцов горной породы [Текст] / А. А. Вольф, А. В. Кулявцев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №9. – С. 78-80.
6. Дахнов, А. В. Повышение достоверности лабораторных определений коэффициента проницаемости по газу на образцах горных пород [Текст] / А. В. Дахнов, И. Б. Крюкова // Вести газовой науки. – 2012. – №3. – С. 100-109
7. Топорков, В. Г. Определение газопроницаемости с использованием противодавления [Текст] / В. Г. Топорков, М. Ю. Рахманин // Результаты работ и исследований ученых и конструкторов. – 2008. – С. 210-218.

Научный руководитель: Вольф А.А., канд. ф.-м. наук, доцент.

Особенности организации и моделирования процесса нестационарного циклического заводнения

Халилова Ю.В., Козлов В.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Известно, что более 70 % нефти в нашей стране добывают с помощью заводнения. В западносибирском регионе в настоящее время сложилась ситуация, когда в структуре подтвержденных запасов преобладают низкопродуктивные залежи – 52%, доля высокопродуктивных составляет 28%, среднепродуктивных – 20% [1].

Добыча запасов такими методами как заводнение, либо бурение уплотняющих скважин часто сопровождается невысокими технико-экономическими показателями, поэтому получение наиболее приемлемых коэффициентов извлечения нефти происходит, в основном, за счет реконструкции либо усовершенствования ранее установленных систем заводнения.

В современном мире широко используется метод искусственного заводнения для поддержания пластового давления (ППД) истощающегося коллектора, а также выработки дополнительных притоков нефти к нефтедобывающим скважинам на месторождениях[2].

Однако процесс регулирования выработки запасов в условиях заводнения является непростой задачей. Для оптимизации схем применения различных способов разработки на месторождениях необходимо проводить мониторинг и контроль параметров пласта.

В результате проведения анализа ранее опубликованных работ [3,4] можно сформулировать такие недостатки систем заводнения:

- неоднородным по толщине и проницаемости, а также сильно расчлененным объектам при разработке не обеспечивается полнота охвата пластов заводнением. В итоге в разработку не попадают запасы нефти, порой их количество может достигать значительных величин. В тоже время происходит разная по скорости выработка пластов, которая приводит к преждевременному обводнению высокопроницаемых пластов;
- свойства остаточной нефти ухудшаются; в пласте появляется осерненная, окисленная, малоподвижная либо неподвижная, или биодegradированная нефть;
- дальнейшая разработка заводненных пластов осложняется тем, что закачанная вода «закупаривает» остаточную нефть, оставшуюся в порах коллектора;
- при длительной разработке снижается коллекторная проницаемость, в том числе из-за развивающихся процессов деформации в пластах-коллекторах, что неизбежно ввиду понижения давления разработки.
- Контроль и регулирование процессов разработки нефтяного пласта требует обязательного осуществления следующих шагов:
 - анализ изменения дебитов жидкости и закачки воды в скважинах с целью получения максимального коэффициента вытеснения;
 - анализ правильности размещения существующей сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин;
 - в условиях геологической неоднородности в ходе разработки и получения новых геолого-физических данных необходимо постоянно уточнять геометрию изолированных линз, целиков нефти, а также зон прерывистого коллектора.

Чтобы повысить эффективность комплексного влияния закачки на весь изолированный участок пласта необходимо перевести в нагнетание добывающие скважины, наиболее удовлетворяющие заданным условиям, а также изучить возможность бурения новых нагнетательных скважин так, чтобы весь участок пласта был охвачен их воздействием.

Выявление залежей и пластов, на которых влияние закачки является недостаточным, позволяет установить степень вытеснения нефти водой. По опыту разработки многопластовых объектов известно, что возможна низкая эффективность заводнения пластов при единовременной закачке. Это связано с различными геолого-физическими параметрами коллекторов: закачиваемую воду принимают, как правило, один-два пласта с лучшей проницаемостью коллектора. Для повышения приемистости пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами возможно применение различных методов, таких как повышение давления нагнетания, селективный гидроразрыв, обработка призабойной зоны химическими реагентами и т.д.

Процесс регулирования разработки должен выполняться с учетом существующих возможностей сформированных систем заводнения, а конкретнее за счет проведения геолого-технических мероприятий на существующем фонде скважин, направленных на изменение (трансформацию) системы [5].

Успешное применение заводнения, определение оптимальной технологии проведения данного процесса предполагает решение такой задачи как получение достаточно простой и вместе с тем точной модели объекта управления, которым является система, состоящая из оборудования системы ППД и самого продуктивного пласта.

Известны следующие основные методы моделирования нефтяных пластов:

- гидродинамическое моделирование;
- композиционное моделирование;
- моделирование теплового воздействия на пласт и др.

Модели, полученные одним из перечисленных способов, являются достаточно сложными для проведения вычислений. Для упрощения моделирования и проведения математических расчетов на ранних этапах разработки следует использовать более простые модели. Это позволит эффективно производить поиск оптимальной стратегии заводнения без привлечения более ресурсоемких инструментов подземной гидромеханики [6].

Одним из примеров упрощенной модели является описание работы скважин в виде кривых восстановления давления (КВД), имеющие для двойных сред специфическую форму.

КВД с точки зрения теории автоматического управления является временной характеристикой, а именно переходной характеристикой, в которой отражаются основные свойства объекта.

Считая изменение режима работы скважины воздействием на пласт, можно выполнить расчет переходной характеристики, по которой определяется время регулирования, т.е. время выхода на установившийся режим, что позволяет принять его за длительность оптимального цикла.

Библиографический список

1. Медведский, Р. И. Возможные причины снижения эффективности внутриконтурного заводнения / Р. И. Медведский, А. А. Изотов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 13-19.
2. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А. А. Газизов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 639 с.
3. Еронин, В. А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях / В. А. Еронин, И. В. Кривоносов, А. Д. Ли. – М.: Недра, 1973. – 201 с.
4. Каналин, В. Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений / В. Г. Каналин. – М.: Недра, 1984. – 185 с.

5. Васильев, Д. М. Обоснование избирательной системы заводнения слабобыработанных обводненных пластов месторождений Нижневартовского свода: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Васильев Дмитрий Михайлович. – Уфа, 2017. – 124 с.

6. Аубакиров, А. Р. Проектирование оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования / А. Р. Аубакиров // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №7 (46). – С. 40-44.

Научный руководитель: Кузяков О.Н., канд. техн. наук, доцент.

Анализ обводнения залежи Комсомольского месторождения

Хасанов Р.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одной из основных проблем, сопровождающих разработку газовых месторождений, является внедрение пластовой воды и последующее обводнение добывающего фонда скважин. Как показывает опыт разработки сеноманских газовых залежей, параметры водонапорного бассейна оказывают существенное влияние на темп снижения пластового давления и на динамику общего баланса воды в залежи.

Когда газ движется к поверхности, при достаточно высокой скорости он выносит на поверхность и жидкость. Высокая скорость газа обеспечивает режим течения, в котором жидкость находится в мелкодисперсионном состоянии. Это приводит к низкой объемной доле жидкости в потоке в лифтовой или эксплуатационной колонне и малым потерям давления, вызываемым гравитационной составляющей течения.

В случае падения скорости газа в эксплуатационной колонне с течением времени, падает и скорость движения жидкости. Как следствие, изменяется характер течения у стенок труб, что приводит к образованию жидкостных пробок и накапливанию жидкости на забое. С увеличением объема жидкости уменьшается производительность скважины.

Комсомольское месторождение расположено в пределах центральной внутренней зоны Западно-Сибирского мегабассейна, в зоне смены нормальной вертикальной гидрохимической зональности на инверсионную.

В вертикальном разрезе артезианского бассейна выделяются три гидрогеологических этажа, прослеживающихся на большей части территории региона: палеозойский, мезозойский, кайнозойский.

На Комсомольском месторождении изучались пластовые воды, непосредственно связанные с продуктивным горизонтом Ю₂ и пласты Ю₄, Ю₃, Ю₁. В скв. 198 опробованы среднеюрские и верхнеюрские пласты Ю₁-Ю₄. Дебиты воды изменяются от 1,05 до 4,70 м³/сут при динамических уровнях 1472,5 и 1245,0 м.

Гидрогеологический комплекс сортымской свиты определяется высокой литологической закрытостью, спецификой распределения коллекторов клиноформного комплекса. Особенности гидрохимии вод этого комплекса является постепенное уменьшение вверх по разрезу концентрации ионов йода и брома, уменьшение содержания иона HCO_3^- и увеличение концентрации ионов Ca^{++} .

Газонасыщенность пластовых вод изменяется от 0,75 до 5,70 г/л и возрастает при приближении к залежам. Состав растворенного газа метановый. Присутствуют тяжелые углеводороды, азот, CO_2 . Покрышкой комплекса служат глины, частично опесчаненные, верхнетангаловской свиты.

Минерализация вод 15,6-20,5 г/л. Тип вод – хлоридно-кальциевый, что соответствует типу вод в данном стратиграфическом интервале соседних месторождений.

С целью определения текущего положения газоводяного контакта в сеноманской залежи Комсомольского месторождения проведены геофизические исследования в 43 скважинах.

Подъем ГВК достоверно установлен в 11 скважинах. На северном куполе наибольший подъем зафиксирован в центральной части, в скважине № 440-р – на 8,0 м. Так же подъемы установлены в скважинах № 1261, №1291 на 0,3 м и 2,7 м соответственно. На восточном куполе изменения уровня ГВК также отмечены преимущественно в центральной части в скважинах № 103-Н на 1,6 м, №1030 на 0,75 м, № 153-р на 6,6 м, № 1090 на 0,8 м. На западном куполе в скважинах № 1350, № 1450 ГВК поднялся на 3,3 м и 1,0 м соответственно, а на центральном уровень изменился только в скважине № 141-р на 1,4 м.

Средневзвешенная высота подъема контакта южного участка составляет 14,1 м. Объем внедрившейся пластовой воды, определенный объемным методом, составляет 1762 млн. м³. На восточном куполе средневзвешенная высота подъема достигал 19,1 м, на западном - 15,1 м, на северном – 5,4 м, на центральном – 13,9 м. Объем внедрившейся воды по куполам составил: 868 млн. м³ на восточном куполе, 479 млн. м³ – на западном, 161 млн. м³ – на северном, 255 млн. м³ – на центральном.

Повышенная концентрация жидкости на забое может привести к остановке скважины. Для поддержания нормальной эксплуатации необходимо непрерывно удалять жидкость.

Библиографический список

1. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Д. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

2. Комплексный проект разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения: отчет о НИР / А.Н. Лапердин – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. – 128 с.

Научный руководитель: Сохошко С.К., д.т.н., профессор.

Анализ эффективности применения технологии плазменно-импульсного воздействия на скважинах месторождений ТПП «Когалымнефтегаз»

Ходаковский П.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При разработке каждого месторождения основной задачей является увеличение добычи углеводородов. Разработка, совершенствование технологий и методов повышения нефтеотдачи пластов является актуальной задачей на протяжении всего цикла разработки месторождения.

Технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) была разработана российскими учеными, профессором Санкт-Петербургского государственного горного института А.А. Молчановым, при участии специалистов российской компании «НОВАС» и ученых из научно-исследовательского института электрофизической аппаратуры (НИИЭФА имени Д.В. Ефремова).

Сущность технологии состоит в том, что в скважину спускается специальный плазменно-импульсный генератор до призабойной зоны пласта (ПЗП), затем инициируется взрыв в интервале перфорации. В результате взрыва образовывается плазма, которая при мгновенном расширении формирует ударную волну с выделением большого количества направленной энергии, которая в свою очередь, распространяется через перфорационные каналы в пласт. Ударная волна при многократных повторениях распространяются по пласту, тем самым меняет фильтрационно-емкостные характеристики горных пород. Перфорационные каналы очищаются от кольматанта и остатков бурового раствора, а импульсы давления способствуют образованию новых трещин в коллекторе [1]. После обработки плазменно-импульсного воздействия можно добиться следующих положительных эффектов:

- Повышение проницаемости коллектора;
- Очистка ПЗП от кольматанта и остатков бурового раствора;
- Увеличение коэффициента продуктивности скважины;
- Увеличение притока жидкости в скважину;

Несомненно, у технологии ПИВ есть огромный потенциал, это подтверждается успешными опытно-промышленными работами, которые проводились на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз». Для проведения опытно-промышленных работ по технологии ПИВ компанией «НОВАС» были подобраны 3 добывающие скважины.

Основными критериями выбора скважин-кандидатов послужили следующие требования:

- Внешний диаметр эксплуатационной колонны не менее 146мм;
- Максимальный зенитный угол ствола скважины не более 50°;
- Отсутствие заколонных перетоков;
- Пластовая температура не более 105°С;

- Нижний порог проницаемости 0.5-1 мД;
- Коэффициент нефтенасыщенности не менее 40%;
- Пластовое давление не менее 60% начального;
- Расстояние от кровли или подошвы обрабатываемого продуктивного пласта до подошвы вышележащего или кровли нижележащего водоносного пласта должно быть не менее 0,8 метра.
- Количество перфорационных отверстий должно быть не менее 10 на 1 п/м.

Все скважины одного объекта - пласта ЮВ₁, с обводненностью от 4 до 55%, эффективной нефтенасыщенной мощностью пласта от 5 до 10 метров и близкими коллекторскими свойствами. Расчет эффективности применения технологии ПИВ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Расчет эффективности применения технологии ПИВ

Месторождение	Скважина	Период	Q _н , т/сут.	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/атм.	Дополнительная добыча, т.
Ватьеган	9138	До ГТМ	10,2	0,37	2945
		После ГТМ	13,2	0,7	
		Прирост	3	0,3	
Восточно-Придорожное	753	До ГТМ	2,7	0,13	645
		После ГТМ	5,5	0,39	
		Прирост	2,8	0,26	
Ватьеган	9208	До ГТМ	10,06	0,17	1964
		После ГТМ	15,09	0,66	
		Прирост	5,03	0,5	

На основании проведенных опытно-промышленных работ можно сделать следующие выводы:

- На скважинах №9138; 9208; 753 средний прирост дебита нефти составил 3,6 т/сут;
- На скважинах №9138; 9208; 753 средний прирост коэффициента продуктивности составил 0,35 м³/сут/атм;
- Дополнительная добыча по всем скважинам составила 5554 тонн нефти;

Библиографический список

1. Молчанов, А. А. Плазменно-импульсное воздействие на нефтяную залежь как на многофакторную динамическую диссипативную систему / А. А. Молчанов, П. Г. Агеев // Каротажник. – 2011. – № 200. – С. 33-35.

2. Молчанов, А. А. Новая эффективная технология ускоренного освоения нефтяных скважин / А. А. Молчанов, П. Г. Агеев // Oil & Gas Eurasia. – 2009. – № 7/8. – С. 58-59.

Научный руководитель: Савастыин М.Ю., канд. техн. наук, доцент.

Анализ основных технологических показателей разработки Западно-Угтского месторождения

Хункерханов В.А., Боровинский А.В., Чазов Д.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Западно-Угутское месторождение разрабатывается с 1988 г. В разработке объект ЮС₁, состоящий из пластов ЮС₁¹ и ЮС₁². Пласты ЮС₂, ЮС₃ составляющие объект ЮС₂₋₃ относятся к нераспределенному фонду недр.

По состоянию на 01.01.2016 г. в целом по месторождению пробурено 66 скважин: 46 добывающих, 16 нагнетательных, четыре водозаборных. Из этого числа ликвидировано семь скважин, четыре в ожидании ликвидации, 16 добывающих скважин находятся консервации, три добывающие скважины и одна нагнетательная скважина в бездействии. В действующем фонде числятся 25 добывающих, и шесть нагнетательных скважин. Распределение скважин по категориям – на рисунке 1

Характеризуя общее состояние реализации проектного фонда скважин объекта ЮС₁, можно отметить, что к настоящему времени разбурены основная залежь пласта ЮС₁¹, расположенная в районе разведочной скважины № 3057Р и частично совпадающая с ней в плане северная часть залежи пласта ЮС₁². Оставшийся для бурения проектный фонд скважин расположен в центральной и южной части залежи пласта ЮС₁².

24 добывающих скважин действующего фонда эксплуатируется механизированным способом с использованием ЭЦН, и одна скважина эксплуатируется фонтанным способом.

Под закачкой находятся шесть нагнетательных скважин, которые после отработки на нефть были переведены под нагнетание.

В 2015 г. коэффициент эксплуатации по добывающим и нагнетательным скважинам составил 0,94 д. ед. и 0,79 д. ед. соответственно.

Разработка объекта ЮС₁, включающего пласты ЮС₁¹ и ЮС₁², осуществляется как самостоятельными, так и совместными скважинами. На протяжении всей истории разработки объекта совместная эксплуатация составляющих его продуктивных пластов велась 14 скважинами, из них две скважины нагнетательные. Три скважины (№№ 3057Р, 502, 504) являются совместными практически с самого начала своей эксплуатации. В период с 2002-2006 гг. и 2009-2011 гг. было выполнено приобщение вышележащего пласта ЮС₁¹. (11 скважин, разрабатывающих пласт ЮС₁²).

На 01.01.2016 г. состояние фонда совместных скважин выглядит следующим образом: восемь скважин числятся в действующем фонде; две – в бездействии (скв. №413, №414 и №420); две – в консервации по причине малодобитности (скв. №502 и №504); скважина 411 ликвидирована. За весь период совместной разработки пластов ЮС₁¹ и ЮС₁² накопленная добыча нефти по совместным скважинам составляет 365,8 тыс. т (44,0 % от общей добычи нефти), т.е. в среднем на каждую совместную скважину приходится около 30,5 тыс.т добытой нефти.

По состоянию на 01.01.2016 г. в консервации числится 16 скважин, из них две скважины после эксплуатации по причине высокой обводненности, и три скважины по причине малодобитности, семь скважин по причине плохих коллекторских свойств пласта, четыре скважины из-за отсутствия обустройства. Накопленная добыча нефти по этой категории составляет 15,5 тыс.т., по жидкости 71,8 тыс.т.

Для забора пластовой воды, которая используется в качестве вытесняющего агента для поддержания пластового давления, на месторождении пробурено 4 водозаборных скважин на водоносный пласт сеноманского горизонта.

Ликвидированный фонд насчитывает 7 скважин, четыре скважины в ожидании ликвидации. Пять скважин ликвидированы после бурения как геологически неудачные, одна скважина выполнила свое назначение, три скважины в ожидании ликвидации по причине нахождения за контуром нефтеносности, одна скважина ликвидирована и одна в ожидании ликвидации по высокой обводненности.



Рисунок 1. Распределение скважин объекта ЮС1 Западно-Угутского месторождения по категориям

Для забора пластовой воды, которая используется в качестве вытесняющего агента для поддержания пластового давления, на месторождении пробурено 4 водозаборных скважин на водоносный пласт сеноманского горизонта.

Таким образом, структура фонда скважин Западно-Угутского месторождения в значительной степени определяется большим законсервированным фондом по отношению к эксплуатационному, а также значительным количеством ликвидированных и ожидающих ликвидации скважин.

Библиографический список

1. Дэвис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1993. – 319 с.
2. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 488 с.

Научный руководитель: Левитина Е.Е., канд. техн. наук, доцент

Зарезка боковых стволов скважин как метод интенсификации добычи нефти на нефтяных месторождениях юга ЯНАО

Чепало А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На юге Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области находятся нефтяные месторождения, такие как Муравленковское, Крайнее, Сугмутское, Суторминское, Меретояхинское, Северо-Янтгинское и др. Большинство из них имеют сложное строение коллектора с большой расчлененностью, а также располагают некоторым количеством аварийных или законсервированных скважин. Одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов является зарезка боковых стволов и зарезка боковых горизонтальных стволов. Этот метод позволяет вовлечь в эксплуатацию ранее остановленные, законсервированные скважины по причине капитального ремонта или аварийные скважины, а также вовлечь в разработку те участки пластов, которые были не подвержены фильтрации при эксплуатации пласта вертикальными и наклонно-направленными скважинами, например, межскважинное пространство, краевые участки пластов.

На нефтяных месторождениях юга Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области зарезка боковых стволов скважин применяется сравнительно недавно – примерно с начала 2000-х годов. В основном этот метод применяется для вовлечения в разработку аварийных скважин или скважин после консервации. В большинстве случаев объектами данного вида геолого-технического мероприятия являлись пласты БС₈, БС₉, БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₁ и пласты Ю₁ и Ю₂

Анализируя данные, полученные после проведения данного вида ГТМ можно сделать некоторые умозаключения. Большинство скважин,

боковые стволы которых были направлены не в краевые участки пластов, а в межскважинное пространство, добывали продукцию с гораздо меньшим коэффициентом обводненности, чем те, что располагаются рядом с данной скважиной. На основе этой информации можно сделать вывод, что в пластах в межскважинном пространстве существуют слабодренлируемые области.

По указанным выше месторождениям можно в среднем указать эффективность проведения зарезки бокового ствола:

- начальные дебиты нефти после проведения ГТМ варьируются от 21 т/сут до 156 т/сут;
- начальные показатели обводненности варьируются от 11% до 47%;
- дополнительная накопленная добыча нефти варьируется от 10 тыс.т до 37 тыс.т (в зависимости от прошедшего времени с момента проведения ГТМ).

По всем рассмотренным месторождениям процент успешных зарезок бокового ствола составляет около 98%. На оставшиеся 2% приходятся скважины в которых дебит нефти и жидкости до проведения и после проведения ГТМ снизился или скважины с более высокой обводненностью, по сравнению с ближайшими скважинами или с этой же скважиной до проведения ГТМ.

Анализ эффективности ЗБС и ЗБГС на месторождениях юга ЯНАО (описанный в статье), а также накопленный опыт бурения боковых стволов на соседних месторождениях позволяют прогнозировать достаточно высокую эффективность бурения боковых стволов. Применяя данный вид ГТМ можно вывести из консервации ожидающие ремонта скважины и аварийные скважины. Учитывая, что остаточные запасы сосредоточены в межскважинном пространстве и в краевых зонах объекта, зарезки вторых стволов необходимо ориентировать в эти зоны. Таким образом, оптимальное расположение бокового ствола позволяет достигать наибольших дебитов нефти, повышения коэффициента охвата объектов воздействием и, соответственно, увеличения КИН.

Библиографический список

1. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие для студентов специальности «Нефтегазовое дело» / В. М. Шенбергер, Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман, И. С. Матиешин. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2007. – 594 с.
2. Басарыгин, Ю. М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов. – М.: Недра, 2000. – 262 с.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., профессор, доктор техн. наук

Перспективные технологии вовлечения в разработку Баженовской свиты

Чубаков Е.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время лидером в мировой добыче нефти является Россия, но удержать лидирующую позицию в мировой добыче будет невозможно без вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, частности находящихся в нефтематеринских породах баженовской свиты.

На сегодняшний день промышленная разработка месторождений баженовской свиты с применением эффективных технологий, учитывающих нетривиальный характер строения ее отложений, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), твердой и жидкой форм содержания углеводородов, отсутствует. За прошедшие три десятилетия осуществлялось избирательное извлечение нефти традиционным способом с использованием естественной упругой энергии. Общее количество добытой нефти составило 12 млн.т. нефти. Величина извлекаемых запасов при этом не будет превышать 3-5%. Отсутствие эффективных способов разработки отложений баженовской свиты привело к тому, что ее гигантские запасы в основном пока отнесены к категории забалансовых.

Накопленный опыт в настоящее время свидетельствует, с применением традиционных способов разработки, данные задачи не могут быть решены. В настоящее время применение зарубежной технологии, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), не обеспечивает значительное повышение естественного режима разработки.

Большие перспективы с увеличением нефтеотдачи нетрадиционных запасов баженовской свиты связаны с применением термогазового воздействия.

Чтобы увеличить эффективность разработки баженовской свиты необходимо обеспечить следующие задачи:

- максимальное извлечение из недренлируемой матрицы легкой нефти, углеводороды из керогена, который содержится в дренируемой и недренлируемой матрице;
- эффективность извлечения легкой нефти из дренируемой зоны;
- максимальное развитие дренирования зоны в макротрещиноватых породах. [1]

Создан опытный участок на Средне-Назымском месторождении ОАО «РИТЭК» для обработки технологии термогазового воздействия на Баженовской свите.

Участок состоит из пяти скважин для проведения опытно-промышленных работ (четырёх добывающих и одной нагнетательной), из наземного оборудования (в которую входит насосная установка, воздушная компрессорная установка, дизельная электростанция, операторная, за-

мерные установки на устьях каждой из добывающих скважин, и другого необходимого оборудования). В данной схеме забор воздуха происходит из атмосферы, поступает в компрессорный блок, и сжимают до необходимого давления. На следующем этапе воздух поступает в скважину, в которую также из артезианской скважины поступает вода, подаваемая через насосный блок.

Результаты исследования керна Баженовской свиты. нагретаемый до 250— 350 °С из микротрещиноватой породы происходит извлечение легкой нефти, объёмы которой сопоставим и не превышает объём легкой нефти, извлекаемый из макротрещиноватых пород.

В ходе проведения опытно-промышленных работ термогазового воздействия, были проанализированы и зафиксированы в добывающих скважинах показатели содержания газа. Основные характеристики нефти также изменились, уменьшилась плотность нефти, показатели динамической и кинематической вязкости также изменились.

Для подтверждения термогазового воздействия требуются дальнейшие испытания данной технологии в промысловых условиях. При реализации потребуются большие объёмы затрат в эксплуатации. Существует ряд и других проблем, таких как отсутствие единого координирующего центра по проведению работ опробования и внедрения термогазовой технологии, необходимо купить дорогостоящие компрессоры из зарубежья.

Библиографический список

1. Сонич, В. П. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты / В. П. Сонич // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №9. – С. 63– 65.
2. Кокорев, В. И. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / К. В. Кокорев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С. 58-59.

Научный руководитель: Коровин К.В., канд. техн. наук, доцент.

Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах

Чублов С. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В наши дни структура запасов углеводородов (углеводородного сырья) постепенно ухудшается. Эта проблема наблюдается по всему миру. Ежегодно растёт актуальность разработки низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов. Характер и законы фильтрации в низкопроницаемых терригенных коллекторах различаются с характером фильтрации в высокопроницаемых коллекторах, так как поровое пространство представлено субкапиллярными порами сложной структуры, диаметром

меньше 0,1 микрометра, и на фильтрационные процессы влияют поверхностные силы. В литературе приводятся разные точки зрения на природу повышения фильтрационных сопротивлений и отклонения от линейности закона Дарси. Существуют мнения, в которых утверждается, что наблюдаемые явления обусловлены неньютоновскими свойствами жидкости, и другими механизмами массопереноса в тонких капиллярах. В том случае, когда давление вытеснения будет недостаточным, для преодоления сопротивления капиллярных сил, движение нефти будет прерывистым и начнется её разделение на капли. Это послужит причиной повышения сопротивления фильтрации и понижению эффекта вытеснения.

С развитием технологий количество работ, посвященных изучению отклонения от линейности закона Дарси, увеличилось, но большинство из них ограничилось уравнениями фильтрации с использованием математических средств, в которых учитывается начальный градиент давления.

В 90 годы китайскими учеными стали проводиться исследования нелинейной фильтрации, в результате которых было выявлено, что при определенном градиенте давления фильтрация не подчиняется линейному закону.

Вначале разработка низкопроницаемых коллекторов носила лишь учебный интерес, но со временем он перешел в область практических проблем.

За последние двадцать лет, множество специалистов исследовали нелинейную фильтрацию в среде с низкой проницаемостью (чаще всего ей являлась глина) экспериментальным путем. Miller и Low показали, что с увеличением температуры начальный градиент уменьшается. Alvaro [1] выявил, что фильтрационная кривая песчаника не проходит через начало координат и в песчанике присутствует начальный градиент давления. Cheng Yongmin также показал, что в низкопроницаемой породе имеется явный начальный градиент давления и нелинейная фильтрация.

В ООО «РН–УфаНИПИнефть» было проведено множество фильтрационных экспериментов на низкопроницаемых образцах керна Приобского месторождения при различных насыщенностях водой и нефтью [2]. В результате проведенных экспериментов обнаружено отклонение от линейного закона фильтрации Дарси, величина которого с уменьшением значения проницаемости становится более значительной.

После обнаружения, не подчинения фильтрации в низкопроницаемом пласте закону Дарси, были приведены различные точки зрения о механизме фильтрации, и возникновении начального градиента давления. Из возможных причин рассматриваются особенности граничного слоя, а именно, что сырая нефть и флюид в низкопроницаемом коллекторе обладает свойствами неньютоновской жидкости. Между флюидом и стенкой капилляра существует сила статического трения, а на поверхности зёрен находится водоадсорбционный слой, который препятствует движению флюида. [3]

В большинстве случаев при разработке месторождений нефть и вода представляют собой ньютоновские флюиды и сохраняют свои свойства

постоянными во всей пористой системе. В связи с взаимодействием между твердой и жидкой фазами, на внутренней поверхности поры имеется граничный слой нефти, её состав и свойства в этом слое значительно отличаются от нефти в объеме. Толщина такого слоя зависит как от свойства поры, так и от её размеров, давления вытеснения и т. д. В коллекторах с высокой проницаемостью и легкой нефтью, для больших поровых каналов, доля нефти в граничном слое очень мала, что в свою очередь оказывает совсем небольшое влияние на поток флюида. Но в случае низкопроницаемых коллекторов и тяжелой нефти это влияние может иметь весомый характер и приводить к возникновению начального градиента давления, а так же отклонению от линейности закона Дарси.

Высокопроницаемый коллектор образован большими каналами, это приводит к сложности фиксирования начального градиента давления при движении флюидов в таких каналах. Несмотря на то, что в высокопроницаемых коллекторах так же имеются и мелкие каналы, их количество настолько мало, что их вкладом в фильтрацию можно пренебречь. Поэтому в экспериментальных данных кривая фильтрации для таких коллекторов имеет форму прямой. В пластах с низкой проницаемостью система пор образована мелкими каналами, каждый из которых обладает собственным начальным градиентом давления. Движение флюидов возможно лишь при условии, что градиент давления вытеснения превышает начальный градиент давления этого канала. С увеличением давления вытеснения доля эффективных каналов растет, следовательно, проницаемость породы повышается. В связи с этим в экспериментах с низкопроницаемыми образцами при малых градиентах давления кривая фильтрации имеет наклон, отличный от наклона при больших градиентах. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что с увеличением давления происходит увеличение проницаемости, которая стремится к постоянной величине.

Во множестве экспериментов обнаружилась обратная связь между начальным градиентом и проницаемостью. Суть виртуального начального градиента давления заключается в том, что он зависит от размера канала пористой среды. Сила взаимодействия между жидкостью и породой зависит от структуры и удельной поверхности коллектора и влияет на эффективное пространство фильтрации. Поэтому виртуальный начальный градиент давления является комбинированным фактором структуры поры и силы действия между жидкостью и породой. [4]

Библиографический список

1. Alvaro Prada. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient / Civan Faruk, Prada Alvaro // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 1999. — №22. — P. 237-240.
2. Байков, В. А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследова-

ний керна Приобского месторождения [Текст] / В. А. Байков, Р. Р. Галлеев, А. В. Колонских // Вестник ОАО НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 8–12.

3. Wu Jingchun. Low velocity non Darcy percolation characteristics of low permeability reservoir of single-phase fluid / Jingchun Wu, Man Yuan // Journal of Daqing Petroleum Institute. – 1999. – №23. – P. 82-84.

4. Ли, Сюаньжань Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах [Текст] / Сюаньжань Ли // Вести газовой науки. – 2015. – № 3. – С. 116-121.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. техн. наук, доцент.

Опыт проведения многозонного гидроразрыва пласта по технологии Texas-two-step на Ватъеганском месторождении

Шабалин К.А., Чайникова Ю.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На скважине № 9982Г выполнен ГРП по технологии Texas-two-step (TTS). Принцип данной технологии: в скважину спускается компоновка для проведения многозонного ГРП с многоразовыми открывающимися и закрывающимися портами. Первым этапом выполняется ГРП порта №1 и №3 (рисунок 1). В зоне между портами создается напряженное состояние, которое меняет вектор максимальных напряжений. Вторым этапом выполняется ГРП порта №2. В зоне между портами создается напряженное состояние, которое меняет вектор максимальных напряжений и создает дополнительную трещиноватость, с направлением перпендикулярным ранее созданной системе трещиноватости.

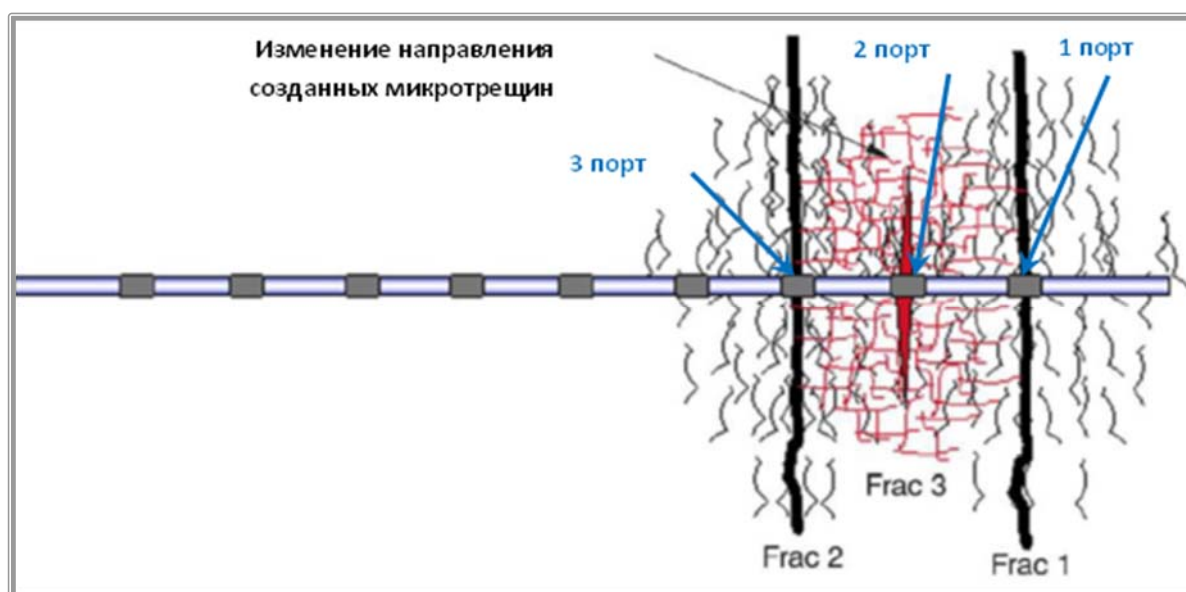


Рисунок 1. Схема выполнения МГРП по технологии Texas-two-step

Длина горизонтального участка ствола составила 474 м, из них 177 м по неколлектору. В скважину спущена компоновка Monobore, укомплектованная 8 фрак-портами. Общая масса проппанта составила 103,6 т или 14,8 т на порт при удельной массе проппанта 3,2 т/м. На 5 фрак-порте во время замещения не удалось выйти на рабочий расход по причине срабатывания датчиков аварийной остановки насосов, ГРП не выполнен. Скважина запущена в марте 2014 г. со средними дебитами за 3 месяца 73,5 и 52,2 т/сут по жидкости и нефти соответственно. Добыча нефти на 01.01.2016 г. составила 16,2 тыс. т при отработанном времени 648 сут.

По соседству от скважины № 9982Г выполнен МГРП на скважине № 8927Г. В скважину спущена компоновка с 4 фрак-портами, все стадии выполнены в штатном режиме без осложнений, общая масса проппанта 69,2 т или 17,3 т на порт при удельной массе проппанта 1,3 т/м. Скважина запущена в мае 2014 г. со средними дебитами за 3 месяца 54,2 и 38,2 т/сут по жидкости и нефти соответственно. Длина горизонтального участка ствола составила 485 м, из них 370 м по неколлектору. Добыча нефти на 01.01.2016 г. составила 16,2 тыс. т при отработанном времени 589 сут (рисунок 2).

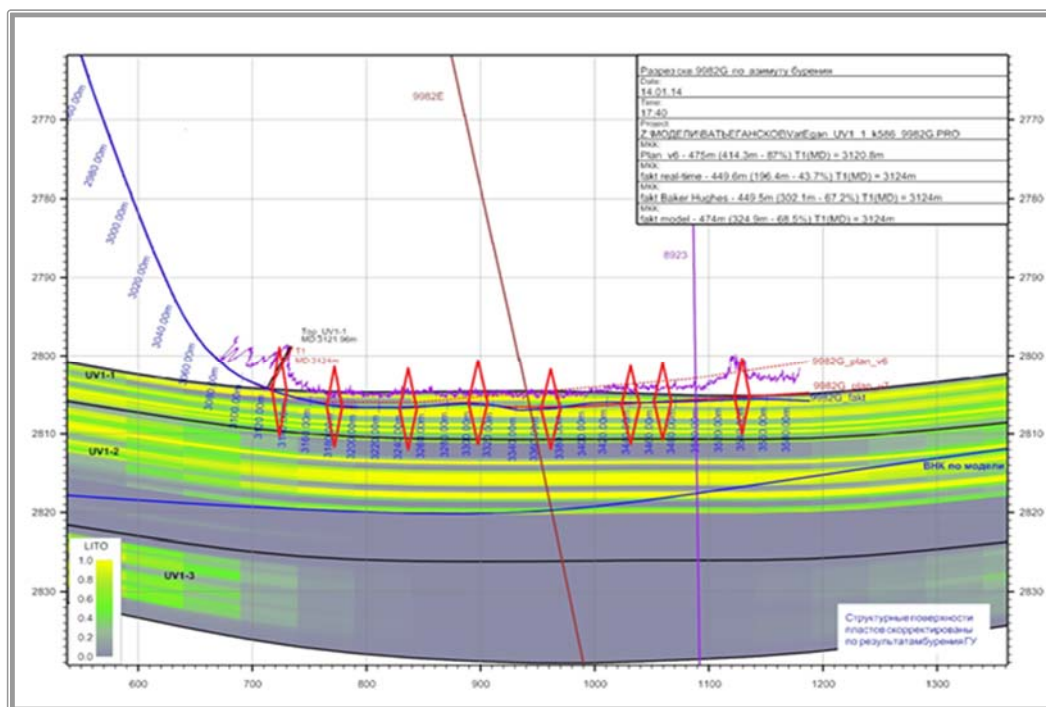


Рисунок 2. Проходка ствола скважины № 9982Г с указанием расположения фрак-портов. Объект ЮВ₁

Таким образом, в схожих геологических условиях и более благоприятной проводке ствола скважины № 9982Г по пласту, скважина с компоновкой TTS не характеризуется высокой эффективностью в сравнении со стандартным МГРП на скважине № 8927Г. К преимуществу компоновки Monobore можно отнести возможность открытия и закрытия фрак-портов, что позволяет отключить обводненные интервалы и проводить повторные обработки.

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

Эффективность проведения ГРП на Восточно-Придорожном месторождении

Шарапова О.Ю., Никитина О.А., Магерамов Р.А

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Первый опыт проведения ГРП на Восточно-Придорожном месторождении был получен в 1997 году на объекте ЮВ₁. По состоянию на начало 2014 года с начала разработки выполнено 139 операций по технологии гидравлического разрыва пласта, в том числе: 45 операций на добывающем переходящем фонде, 88 операций на добывающем фонде из бурения, шесть операций на нагнетательном фонде. Все ГРП, кроме обработок 2008 года, выполнены по эксплуатационному объекту ЮВ₁. В период 1997-2004 годов проводилось небольшое количество обработок на скважинах эксплуатационного фонда (рисунок 1). Начиная с 2005 года операций становятся больше, при этом наибольшее количество обработок приходится на скважины, освоенные после бурения. Также нужно отметить, что четыре скважины из бурения с гидравлическим разрывом освоены под нагнетание.

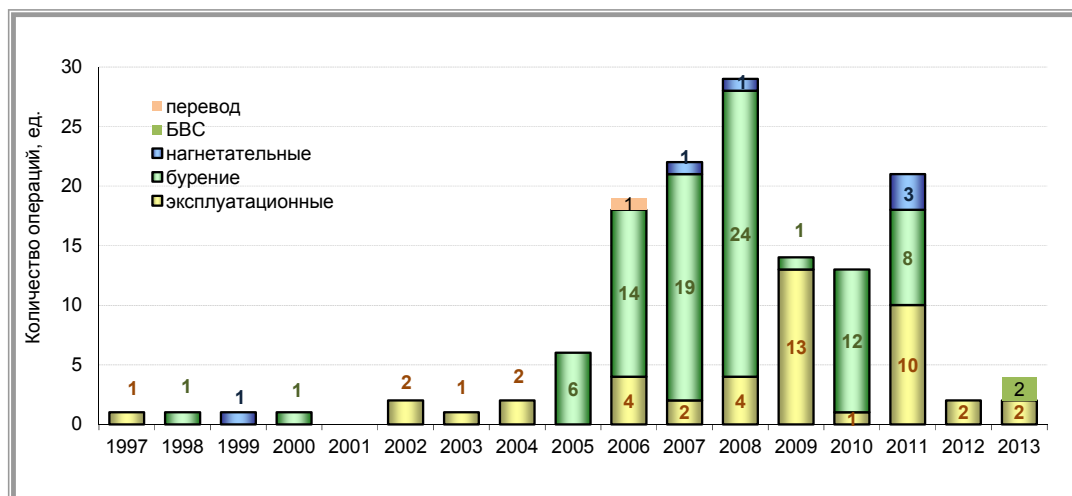


Рисунок 1. Распределение количества ГРП по годам с выделением категорий скважин

Охват скважин по технологии ГРП по месторождению составляет 62 %, в том числе по Западной залежи – 42 % и по Восточной залежи – 97 % (рисунок 2).

Текущая дополнительная добыча нефти за счет проведения операций ГРП на добывающих скважинах месторождения составила 1419 тыс.т, что в пересчете на одну операцию составляет порядка 11 тыс.т, в том числе по категориям:

- эксплуатационные наклонно-направленные скважины (42 ГРП) – 337 тыс.т или 8.2 тыс.т/скв.;
- возврат с гидравлическим разрывом пласта (один ГРП) – 0.14 тыс.т;
- эксплуатационные скважины с горизонтальным окончанием (два ГРП) – 2.5 тыс.т или 1.2 тыс.т/скв.;
- из бурения наклонно-направленные скважины (85 ГРП) – 1061 тыс.т или 12.5 тыс.т/скв.;
- из бурения скважина с горизонтальным окончанием (1 ГРП) – 17.5 тыс.т.
- из бурения вторых боковых стволов (два ГРП) – 1.1 тыс.т или 0.55 тыс.т/скв.

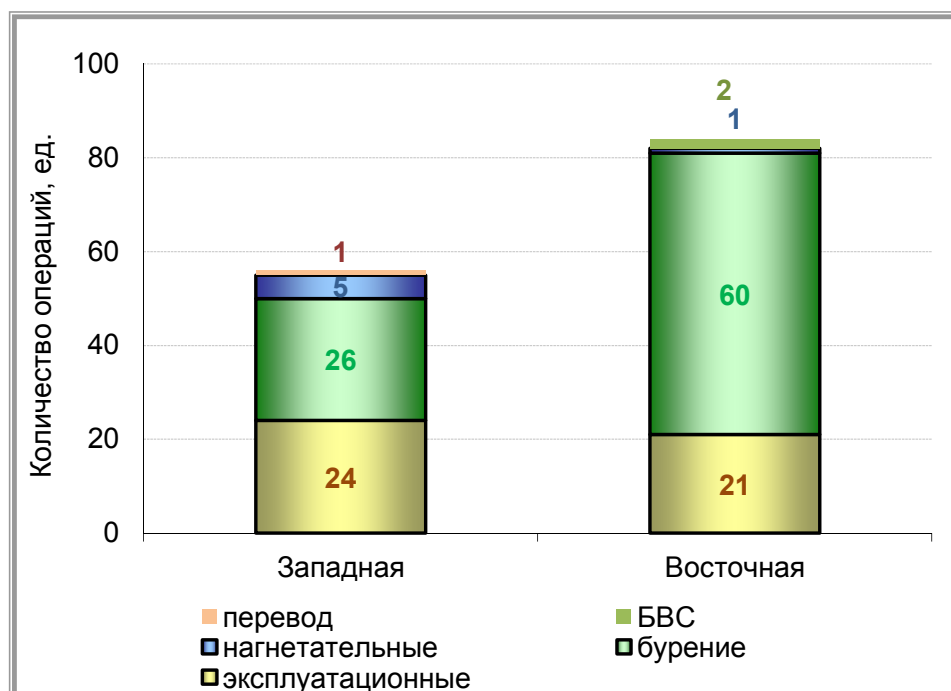


Рисунок 2. Распределение количества ГРП по залежам с выделением категорий скважин

За счет проведения ГРП удалось добыть 46.4 % добычи нефти от суммарной добычи нефти по эксплуатационному объекту за период применения технологии ГРП (рисунок 3), из них 16.6 % приходится на Западную залежь и 29.7 % на Восточную залежь.

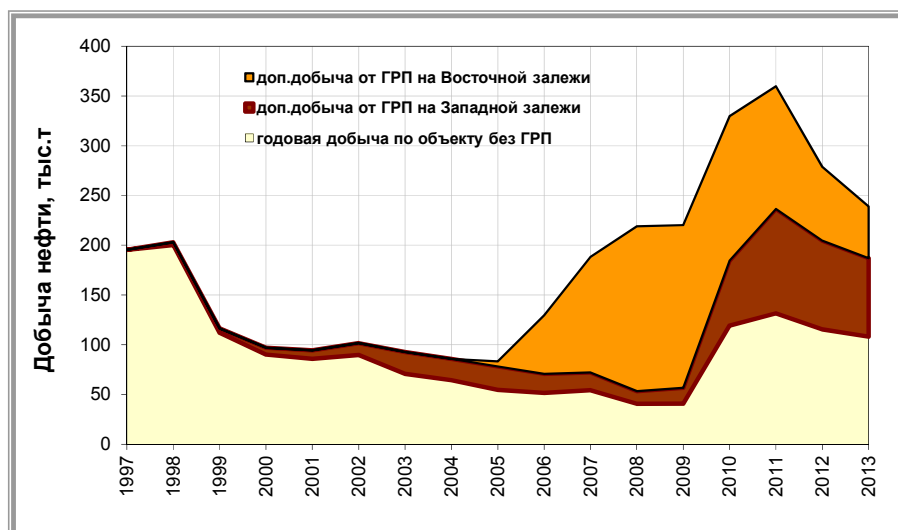


Рисунок 3. Динамика дополнительной добычи нефти за счет ГРП и добычи нефти без ГРП по объекту ЮВ₁

За счет проведения двух ГРП в 2013 году на эксплуатационных скважинах дополнительная добыча нефти составила порядка 0.15 тыс.т.

На дату составления анализа объектом применения ГРП на месторождении являются юрские залежи, которые характеризуются как высокопроницаемые (в среднем проницаемость составляет 37 мД) и пористостью более 0.15 д.ед., но не превышающим 0.20 д.ед. При этом эффективная мощность пласта изменяется в широком диапазоне (от 1.6 м до 12.8 м).

Согласно полученному опыту применения метода гидравлического разрыва пласта, лучшие результаты достигаются при воздействии на коллектор с лучшими ФЕС, при этом воздействие на пласты с эффективной толщиной менее 4 м является нецелесообразным.

По большей части эксплуатационных скважин после проведения гидравлического разрыва пласта отмечается увеличение обводненности, что связано с влиянием как нагнетательных скважин, так и пластовых вод. В сложившихся условиях рекомендуется использовать массу проппанта не превышающую четыре тонны на метр эффективной толщины. В лучших условиях (большая удаленность от фронта заводнения, внешнего контура нефтеносности, в чисто-нефтяных зонах залежи) целесообразно повысить расход проппанта до 4-6 т/м. Также рекомендуется при упаковке трещины расклинивающим агентом использовать комбинации проппантов нескольких фракций, при этом диаметр и количество должны определяться на этапе моделирования трещины гидравлического разрыва пласта.

В связи с риском высокой обводненности после обработки на эксплуатационном объекте ЮВ₁ рекомендуется выполнять на низкодебитных низкообводненных скважинах (менее 5 т/сут по нефти и 15 т/сут по жидкости).

В дальнейшем рекомендуется продолжить работы по проведению операций ГРП на эксплуатационном объекте ЮВ₁ по эксплуатационному

фонду скважин с применением азотно-пенного гидравлического разрыва пласта в системе с мероприятиями по усилению системы поддержания пластового давления.

Библиографический список

1. Саранча, А. В. Эффективность геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях ХМАО-Югры / А. В. Саранча, Р. Х. Гибадулин, И. С. Саранча // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-8. – С. 1647-1651.
2. Саранча, А. В. Определение продуктивности скважин при гидро-разрыве пласта / А. В. Саранча, М. Л. Карнаухов // *Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика*. – 2007. – № 4. – С. 29.
3. Саранча, А. В. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении / А. В. Саранча, В. В. Федоров, Д. А. Митрофанов // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584.

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

Использование концентрических лифтовых колонн на месторождениях завершающей стадии эксплуатации.

Шендерук М.В., Щербаченя А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

С каждым годом количество месторождений, вступивших на завершающую стадию разработки растет, поэтому проблема обводнения скважин и борьбы с ним становится все актуальнее. Большинство месторождений, которые находятся на севере Западной Сибири (Комсомольское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское) давно находятся на завершающей стадии разработки, так как эксплуатируются более 20 лет [1]. Для периода падающей добычи характерно резкое падение пластового давления. Производительность скважин резко падает, иногда скважины останавливаются (происходит самозадавливание). Все это происходит из-за накопления скважинной жидкости, которое происходит если скорость потока ниже критического значения. С увеличением количества обводненных скважин уменьшается дебит, а также эксплуатация осложняется накоплением механических примесей на забое и образованием забойных песчаных и псевдоожиженных пробок. Вследствие всего этого проблемы комплексного использования низконапорного газа и перспективы его добычи из пласта становятся все более актуальными. Поэтому для более продуктивной работы низкодебитных скважин необходимо применение последних технологий.

Жидкость накапливается по двум причинам: подошвенные воды потягиваются из-за негерметичности заколонного цементного камня, а также по причине конденсации воды в стволе скважины.

В следствии обводнения призабойной зоны пласта конденсационными и пластовыми водами, образуются отдельные каналы повышенной проводимости, происходит вынос песка и размыв порового цемента. Это подтвердилось результатами проведенных исследований работы скважин на промыслах. Также на забое образуются песчаные пробки, которые находятся на забое в псевдооживленном состоянии. В следствии накопления песчаножидкостных пробок перекрывается интервал и дебит скважин существенно снижается[2]. Все эти факторы влекут за собой увеличение содержания механических примесей в наземном оборудовании и преждевременный выход из строя задвижек, насоснокомпресорных труб, штуцеров и другого оборудования. Газовые скважины выбывают из действующего фонда, после многочисленных ремонтов по удалению из скважин песчаных пробок, призабойная зона разрушается с интенсивным выносом песка в скважину из-за образования каверн.

На данный момент при помощи лифтовых колон и труб больших диаметров добывают газ на всех крупных газовых месторождениях России: Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и других месторождениях Крайнего Севера.

При эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам газ, поступающий из продуктивного пласта на забое, разделяется на два потока. Потоки газа поднимаются к устью скважины по каналам, образованным двумя концентрически-размещенными одна в другой колоннами труб - центральной лифтовой колонне и основной лифтовой колонне – межколонному пространству. Внизу обе колонны сообщаются между собой.

После того как газ поднимается к устью скважины, потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор. Концентрическая лифтовая колонна используется для создания условий, при которых вода, поступающая на забой скважины, выносятся из скважины потоком газа.

Применение технологии эксплуатации скважин с использованием концентрической лифтовой колонны относится к интеллектуальным решениям по управлению продуктивными характеристиками в условиях обводнения, как отдельных скважин, так и кустов скважин, основанное на использовании сенсорных технологий. Конструкции интеллектуальных скважин обеспечивают непрерывный сбор данных, регулирование потока и интеграцию всех систем для обеспечения автоматического и ручного дистанционного управления дебитом без проведения дорогостоящих ремонтных работ.

Применение концентрического лифта для удаления жидкости из скважин позволит практически полностью отказаться от технологических продувок скважин в атмосферу, что крайне вредно для экологии, избавиться от проблем обводнения скважин во время сезонной неравномерности отборов, повысить годовые отборы газа и увеличить дебиты.

В ходе промысловых исследований, проведенных на месторождении Медвежье, подтвердилась эффективность и целесообразность использования концентрических лифтовых колонн при эксплуатации обводняющихся скважин на месторождениях сеноманских залежей.

Библиографический список

1. Еримиров, О. М. Добыча газа и газоконденсата в осложненных условиях эксплуатации месторождений [Текст] / О. М. Еримиров, А. Н. Лапердин, С. И. Иванов. – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 289 с.
2. Шулятиков, И. В. Технологические процессы и оборудование для эксплуатации газовых скважин в условиях, осложненных наличием жидкости и разрушением призабойной зоны пласта [Текст] / С. А. Сидорова, В. В. Медко, А. Г. Пристанский. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – 103 с.
3. Гасумов, Р. А. Удаление жидкости изгазовых и газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации и ремонта: теория и опыт [Текст] / Ю. С. Тенишев, Т. А. Липчанская, И. Ю. Шихалиев, Г. Г. Белолопотков, С. В. Мазанов. – Москва: ОАО «Газпром», 2007. – 86 с.

Научный руководитель Забоева: М.И., к.т.н., доцент кафедры.

Увеличение добычи нефти применением ГРП и кислотных составов на месторождении Шэнли (Республика КНР)

Ю Гуаньцюнь, Люй Гоцянь

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Месторождение Шэнли разрабатывается Китайской нефтяной компанией (Sinopet). Является вторым по величине месторождением Китая. Расположено в дельте реки Хуанхэ в провинции Шаньдун (рисунок 1).



Рисунок 1. Обзорная карта

Открыто месторождение в 1961 г., введено в разработку в 1964 г. Начальные извлекаемые запасы нефти составляют 1,5 млрд. т. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1990 году и составил 30 млн т. На месторождении пробурено около 20 тыс. скважин. В настоящее время в добыче газа участвуют 350 скважин, в добыче нефти – свыше 10 тысяч.

Нефтегазоносность выявлена в отложениях палеогенового и неогенового возраста. Глубина продуктивных пластов изменяется от 1000 м до 7300 м. Месторождение по геологическому строению является очень сложным, что обусловлено низкой проницаемостью пород (менее 50 мД), наличием тектонических разломов, литологическим замещением коллекторов продуктивных пластов, высокой расчлененностью разреза (рисунок 2).

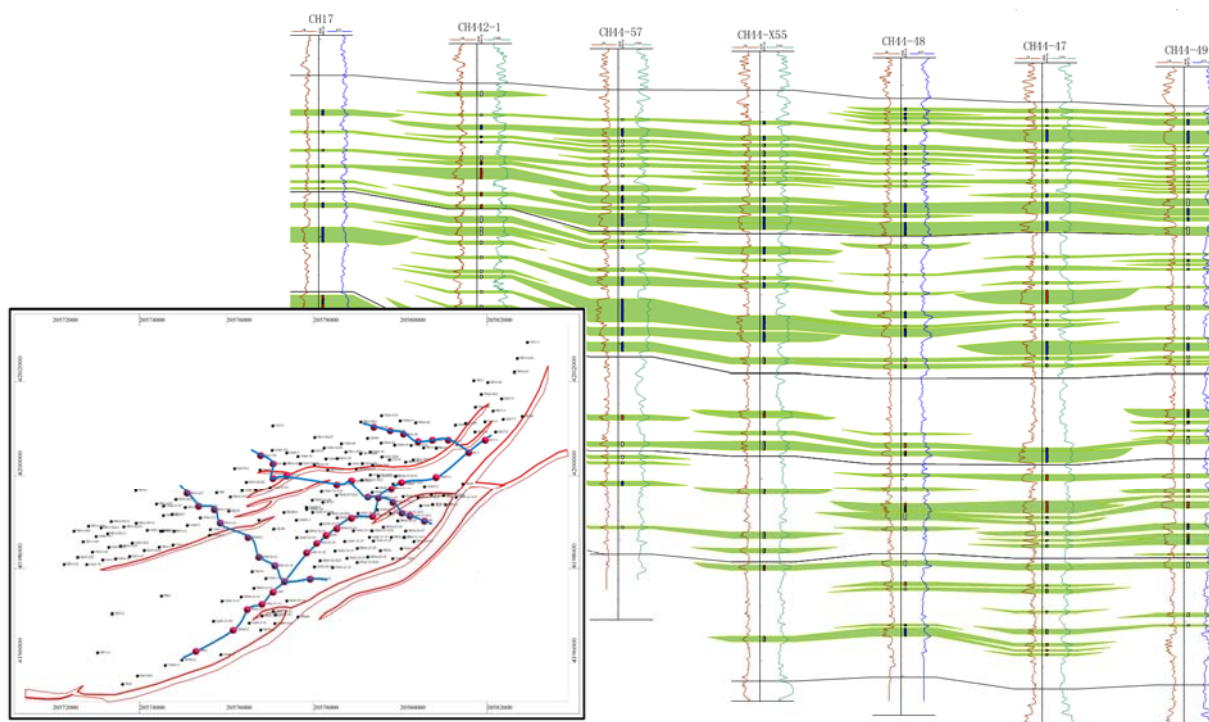


Рисунок 2. Геологическое строение месторождения Шэнли

Для обеспечения рентабельных дебитов нефти на месторождении активно применяются методы интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов. Наиболее эффективными методами являются гидравлический разрыв пласта и обработка призабойной зоны пласта кислотными составами.

На примере скважины № G892 показано, что после ввода ее в эксплуатацию она длительное время работала с очень низким дебитом по нефти – 1,2 т/сут, при обводненности 4,2%. После анализа работы соседних скважин и каротажного материала, было принято решение по проведению в ней гидроразрыва пласта. В результате проведенных работ дебит нефти увеличился до 12 т/сут, дебит жидкости – до 16 т/сут.

В скважинах №№ L112-12 и L113, которые характеризуются низкой проницаемостью и плохой пористостью пород-коллекторов, проводили

эффективный метод интенсификации притока с применением комплексных кислотных систем (Соляная кислота + Multi-водородной кислота) с глубоким проникновением в пласт. До применения геолого-технического мероприятия рассматриваемые скважины работали с дебитами по нефти около 0,1 т/сут. В результате выполненных работ, дебит по нефти увеличился на 4,1-4,5 т/сут.

В скважине № СНС6Х82 применили обработку призабойной зоны по трехэтапной технологии: 1 этап – закачка не кислотного состава, 2 этап – использована кислотный состав для очистки пласта, 3 этап – использование раствора кислоты для удаления продуктов реакции в призабойной зоне пласта. Эффект реализации: После кислотной обработки дебит по нефти увеличился с 0,1 т/сут до 4 т/сут. В последующем дебит стабилизировался на уровне 3 т/сут (рисунок 3).

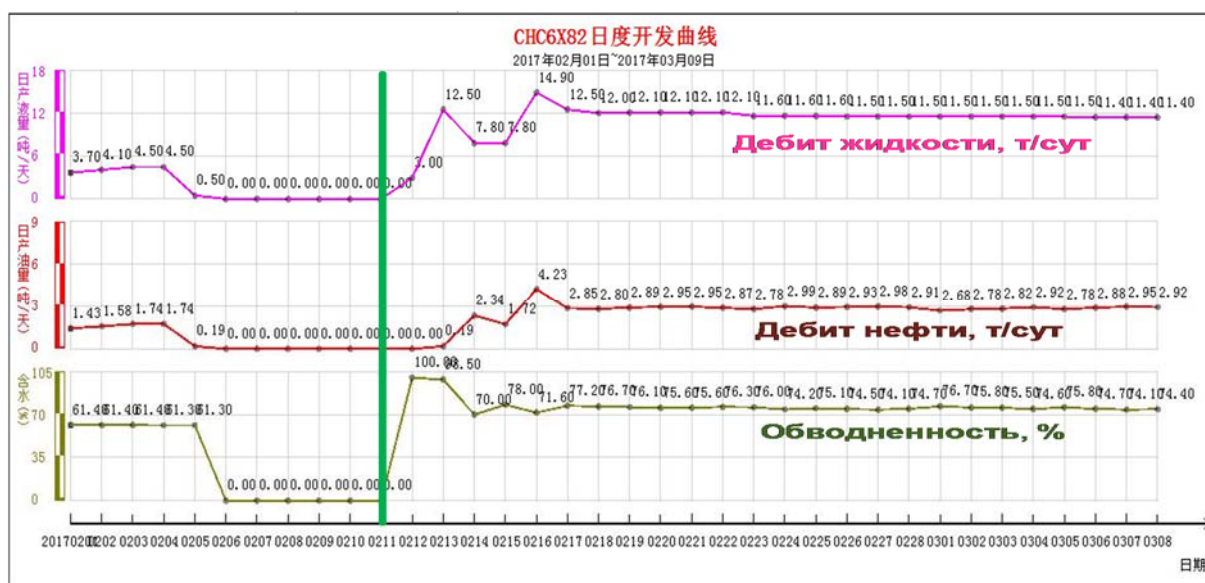


Рисунок 3. Динамика показателей работы скважины № СНС6Х82 после кислотной обработки

На основании полученных данных можно сделать следующие выводы:

- Повышение эффективности разработки месторождения Шэнли, которое характеризуется низкой проницаемостью продуктивных пластов, наличием тектонических разломов, литологическим замещением коллекторов продуктивных пластов, высокой расчлененностью разреза возможно только с применением методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов;

- Анализ проведенных работ показал, что применение ГРП позволяет увеличить дебит нефти скважин до 10 раз, применение ОПЗ в пластах с проницаемостью менее 10 мД позволяет увеличить дебит скважин в 2-3 раза, при этом в пластах с проницаемостью более 50 мД эффект практически отсутствует.

Библиографический список

1. Ван Щиньчунь. Технология ГРП на месторождении Шэнли // Сборник материалов конференции компании. – Дуньин, 2015. – С. 68-71.
2. Чжан Дэшунь. Добыча нефти на месторождении Шэнли // Сборник материалов конференции компании. – Дуньин, 2016. – С. 23-27.

Научный руководитель: Копытов А.Г., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ.

Комплексный подход к исследованию процессов закачки воздуха в пласт для повышения нефтеотдачи

Янгиров Р.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время одной из важнейших задач, стоящих перед нефтяной отраслью страны, является создание оптимальных технологий и методов, направленных на извлечение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти. Самыми распространенными методами увеличения нефтеотдачи (МУН) являются тепловые (паротепловое воздействие на пласт, внутрипластовое горение, пароциклические обработки скважин), физические (гидроразрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин), химические (вытеснение нефти растворами ПАВ, полимеров) и их различные комбинации.

К наиболее перспективным МУН относится закачка газов высокого давления, обеспечивающая значительное (до 50-70%) увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Одной из модификации метода является закачка воздуха. Для эффективного применения данной технологии в условиях конкретного месторождения требуется предварительное определения механизма химических превращений углеводородов при взаимодействии с кислородом воздуха и экспериментальное изучение термического воздействия воздуха на нефтесодержащую породу в пластовых условиях.

Для решения этих вопросов с использованием опыта отечественных и зарубежных специалистов разработана комплексная методика, суть которой заключается в последовательном проведении экспериментальных исследований на сканирующем калориметре высокого давления, в термохимическом реакторе и трубе горения для получения данных, необходимых для математического моделирования закачки воздуха высокого давления на конкретном месторождении. Первые экспериментальные исследования в области окисления кислородом воздуха, как отдельных углеводородов, так и их смесей были проведены отечественными учеными Н.И.

Черножуковым и С.Э.Крейном [1,2]. На основании анализа и обобщения результатов исследований разработана схема химических превращений углеводородов при контакте с воздухом (рис. 1)

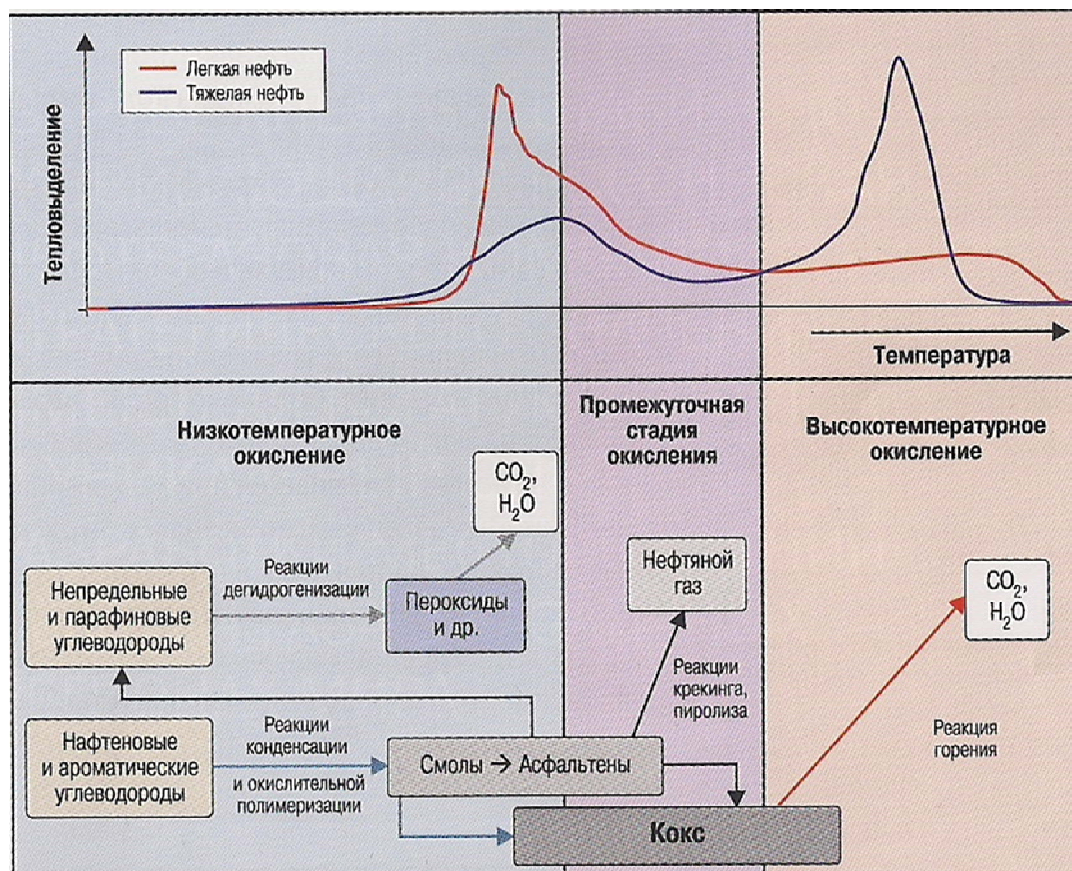


Рисунок 1. Формализованная схема химических превращений углеводородов при термическом воздействии воздуха.

В соответствии с механизмом химических превращений углеводородов взаимодействие кислорода воздуха с нефтью при термическом воздействии происходит с тепловыделением в две стадии: низкотемпературное и высокотемпературное окисление. Между ними происходит реакция разложения углеводородов. В низкотемпературной области протекают реакции присоединения кислорода к углеводородам и дегидрогенизации, в высокотемпературной – реакция горения. Количество теплоты, выделившейся в процессе сгорания образца нефти, определяется на сканирующем калориметре, нагрев которого осуществляется с линейной скоростью [3].

Нефть представляет собой комплекс сложных углеводородов, гетероатомных и гетероциклических высокомолекулярных соединений. В зависимости от происхождения и местоположения формируется состав нефти с индивидуальными физико-химическими свойствами и соответственно реакционной способностью углеводородов, проявляющейся в процессе окисления [1,2].

Библиографический список

1. Химия углеводородов нефти / под ред. Б. Т. Брукса, С. Э. Бурда, С. С. Куртца, Л. Шмерлинга. – Т.2. Пер. с англ. Ю. А. Савельева и В. К. Шиманского. – Ленинград: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958. – 391 с.
2. Черножуков, Н. И. Окисляемость минеральных масел. / Н. И. Черножуков, С. Э. Крейн. – 3-е изд. – М.: Гостоптехиздат, 1995. – 372 с.
3. Плынин, В. В. Построение модели химических превращений при гидродинамическом моделировании внутрипластового окисления (горения) / В. В. Плынин, А. В. Фомкин, С. С. Уразов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №9. – С. 86-91.

Научный руководитель: Вольф А.А., кандидат физико-математических наук, доцент.

Научное издание

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ**

Том II

Нефтехимия и технология переработки нефти и газа

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

Составитель: А. В. Куликов

Дизайн обложки А. В. Клеменко

В авторской редакции

Подписано в печать 17.07.2018. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 21,1.
Тираж 500 экз. Заказ № 1228.

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.