

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

ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

*Материалы Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых*

Том 2

Тюмень
ТИУ
2017

УДК 622.276+550.832
ББК 33.36+26.3
О 60

Ответственный редактор:
Ю. Б. Чебыкина

Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижевартовск, 20 апреля 2017 г.). В 2-х томах / отв. ред. Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень: ТИУ, 2017.
Том 2. – 405 с.
ISBN 978-5-9961-1519-8 (общ.)
ISBN 978-5-9961-1521-1 (Том 2)

В сборник вошли научные исследования обучающихся средних и высших учебных заведений, выполненные под научным руководством профессорско-преподавательского состава, по широкому кругу вопросов, связанных с нефтегазовой отраслью и автотранспортным хозяйством.

География участников конференции: Mott MacDonald Ltd, Bristol, UK (Англия); ПДВ С. А. Петролео (Венесуэла); НТЦ НИС – Нафтагаз д.о.о. (г. Нови Сад, Сербия); Огранак «Недра Жабаль» (г. Нови Сад, Сербия); ООО «МВ Продакшн» (г. Санкт-Петербург); АО «Гипрогазцентр» (г. Нижний Новгород); ООО «Газпром трансгаз Ухта»; АО «Самотлорнефтегаз» (г. Нижневартовск); АО «Востсибнефтегаз» (г. Красноярск); ООО «СК «Черногорнефтеотдача» (г. Тюмень); ОАО «НижевартовскНИПИ-нефть»; ООО Научно-Производственная фирма «Джамир» (г. Нижневартовск). Альметьевский государственный нефтяной институт, Волгоградский государственный технический университет, Иркутский национальный исследовательский технический университет, Кемеровский государственный университет, Кыргызский государственный технический университет им. Раззакова (г. Бишкек), Мегионский политехнический колледж, Национальный авиационный университет (г. Киев), Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Нижневартовский государственный университет, Нижневартовский нефтяной техникум (филиал) Югорского государственного университета, Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Российский государственный университет (национальный исследовательский) нефти и газа им И.М. Губкина, Российский университет дружбы народов (г. Москва), Санкт-Петербургский горный университет, Сибирский федеральный университет (г. Красноярск), Тюменский индустриальный университет, Удмуртский государственный университет, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Ухтинский государственный технический университет, филиал ТИУ в г. Нижневартовске.

УДК 622.276+550.832
ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-1519-8 (общ.)
ISBN 978-5-9961-1521-1 (Том 2)

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

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ I. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Башкаева Е.А., Ионова М.С. ИННОВАЦИОННАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ СТРУКТУРЫ ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В РОССИИ	14
Белоусов Р.О. ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАКАЧИВАНИЯ CO ₂ В ПРОДУКТИВНЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ПЛАСТЫ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	17
Василькив Я.М., Байсухан Р.Н. К ВОПРОСУ О ЦЕНЕ НЕФТИ	21
Жовтиханов Д.С. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ	26
Иващенко Д.А. УВЕЛИЧЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПУТЁМ СОЗДАНИЯ ИСКУССТВЕННОЙ НЕФТИ И САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ БИОГЕННЫХ ТЕОРИЙ.....	30
Каменский Г.А. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА НА ПРИМЕРЕ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	35
Марахина А.С. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	39
Морозова З.В. РАЗРАБОТКА КОМПОЗИТНОГО ПОКРЫТИЯ С КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТЬЮ И УСТОЙЧИВОСТЬЮ К ОБЛЕДЕНЕНИЮ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУДОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ	42
Пантелеев В.О. КОНЦЕПЦИЯ ОСВОЕНИЯ РУСАНОВСКОГО И ЛЕНИНГРАДСКОГО ГКМ	45
Протасов А.В. ПОИСК НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»	48

Скачков М.В. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С МНОГОСТАДИЙНЫМИ ГИДРОРАЗРЫВАМИ ПЛАСТА	52
Телепко А.С. ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИХРЕВЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	56
Томашик В.В. ОСВОЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ МИРОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА	59
Хабибуллин А.Ф., Огай В.А. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГАЗОХИМИИ	63
Хабибуллин А.Ф., Огай В.А. АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ РОССИИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ СПГ	65
Хабибуллин А.Ф., Огай В.А. АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОДАПОРНОГО ГАЗА	67
Энгиноев К.Б., Велиев Х.Б. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	68

СЕКЦИЯ II. ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Алифов С.Г. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БОВАНЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЗАЛЕЖЕЙ.....	72
Аль-Кебси А.А.М.А., Аль-Гоби Г.А.А.Х. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ СЕТОК ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ДЕБИТА И ПЛОЩАДИ КОНТУРА ПИТАНИЯ	77
Аносов Е.А. ДИНАМИКА РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН ЮРХАРОВСКОГО НГКМ КАК ПРЕДМЕТ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА БУ ₈ ³	82
Аносов Е.А. ЦЕНА НА НЕФТЬ КАК ОСНОВОПОЛАГАЮЩАЯ ПРИЧИНА НЕРЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК ЮРХАРОВСКОГО НГКМ.....	85

Ахмедова А.Н. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ.....	87
Бакин Д.А. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МАЛОЭНЕРГОЕМКОГО ГРП ДЛЯ ПЛАСТА, НАСЫЩЕННОГО НЕФТЬЮ ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТИ	92
Борисов А.А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИНЯТОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БВ ₁₀₋₁₁ ВАН-ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	96
Бураков А.А. ПРИМЕНЕНИЕ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА ОБЪЕКТЕ БВ ₂ НОНГ-ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	100
Валеев Д.Р., Гогуадзе Н.Т. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ АЛГОРИТМА НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ	103
Гайнуллин Ю.И. ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПО ТЕХНОЛОГИИ ZETAGEL НА ОБЪЕКТЕ БС ₁₀ ¹ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	107
Гимазова Л.Я., Ефарова А.А. РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН, ИМЕЮЩИХ ЗАБОЙНЫЕ ДАВЛЕНИЯ НИЖЕ ОПТИМАЛЬНЫХ В УСЛОВИЯХ ТУЛЬСКОГО И ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ».....	109
Гладких А.Е. МЕТОД ГДИ ДЛЯ СКВАЖИН С ВЫСОКИМИ ДЕБИТАМИ.....	115
Гладких А.Е. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ КАК МЕТОД БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ.....	117
Горунов А.М. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ	120
Джамалутдинов А.Б. МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА: ТЕХНОЛОГИИ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ 20-ТИ СТАДИЙНОГО ГРП	125

Дорожкина М.А. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	130
Ефарова А.А., Гимазова Л.Я. К ВОПРОСУ ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН БАШКИРСКОГО ЯРУСА	133
Журавлева А.С. РАСЧЕТ ОБЪЕМА ВНЕДРЕННОЙ В ГАЗОВУЮ ЗАЛЕЖЬ ВОДЫ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА.....	136
Захаров Д.О. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ЮВ ₁ ¹ НОВОГОДНЕГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	138
Ишкулов И.М., Саяхов В.А., Шайдуллин Л.К. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ КЕРНА И СВН.....	142
Кадушников И.А. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	145
Кадушников И.А. УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ МЕТОДОМ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	150
Казак Р.П. АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ЭСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	155
Карманский Д.А. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД.....	158
Кинах А.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ И ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	164
Мамедов А.Ч. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ К ЗАКАЧКЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ	169
Осадчий Д.Е. ИССЛЕДОВАНИЕ СЕЛЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО ТИПА	172

Павельева О.Н., Павельева Ю.Н. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГРП КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	174
Павельева О.Н.; Павельева Ю.Н. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП В ГС НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	177
Павельева О.Н.; Саабесагр Клетус. ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ	180
Потапов И.П. ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПУТЁМ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ	183
Пудинов И.А., Балаев М.Д. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ	188
Рожкова В.В. ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»	190
Сапрыкин А.В. О РЕАЛИЗАЦИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	192
Севастьянов Е.А., Шура А.С. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	195
Солиев Н.Н. ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ВЕРТИКАЛЬНОЙ И ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНАХ РОМАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	198
Тишкин Е.А., Сироткина В.И. ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ВОДОИЗОЛЯЦИИ	202
Фёдоров А.Д. РАДИАЛЬНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТА: АНАЛИЗ МЕХАНИЗМА ВЫТАЛКИВАЮЩЕЙ (РАЗРУШАЮЩЕЙ) СИЛЫ, ВЫЯВЛЕНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ И НЕДОСТАТКОВ	205
Федоров А.О., Сомов Д.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНТДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	210

Халдина Ю.А. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП 213

Хасанов Д.Р. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ
ПОВТОРНОГО МГРП НА ФОНДЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ» 217

Чухланцева Г.Г. ПАРАМЕТРИЧЕСКОЕ РАНЖИРОВАНИЕ
ЭЛЕМЕНТОВ ЗАВОДНЕНИЯ И ВЫБОР УЧАСТКОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ
ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ 221

СЕКЦИЯ III. БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Волков А.Г. ТЕХНОЛОГИЯ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО
ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ БОКОВЫХ СТЕБЛОВ СКВАЖИН 226

Голубев А.П. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН
С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 229

Грошев А.Ю. МОДЕЛИРОВАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
В ЗОНЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ЖИДКОСТЕЙ 233

Карасёв С.И. ОБРАТНАЯ ПРОМЫВКА КАК СРЕДСТВО
РАЗРУШЕНИЯ ШЛАМОВЫХ ДЮН В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СКВАЖИНАХ 238

Карасёв С.И., Мирзоев В.Ш., Озоль М.А. РАЗРАБОТКА
РЕЦЕПТУРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН 241

Кильдеев Д.Р., Максимова П.В. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
МЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ 245

Логунов С.В., Постнов П.А. ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫВКИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН 250

Мирзоев В.Ш. ПРИМЕНЕНИЕ БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ГОРИЗОНТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН 254

Нежура И.С. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЩАДЯЩИХ МЕТОДОВ ПЕРФОРАЦИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ	259
Постнов П.А., Логунов С.В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВКЛЮЧЕНИЯ В КНБК ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ ПЕРЕВОДНИКОВ	263
Салихов Я.Р. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	267
Саморуков В.В. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ №1029 МЕТОДОМ (КР 6-1.3) ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БВ ₆	269
Тихомиров А.Е. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	273
Тушов И.В. ЛИКВИДАЦИЯ ВОДОПЕРЕТОКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОФОБНОГО ПОЛИМЕРНОГО ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА.....	277
Эрматов А.А., Попов А.В. ТРЕБОВАНИЯ К РАСТВОРАМ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	281
 СЕКЦИЯ IV. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	
Ахунов А.В. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	287
Блажко А.Н. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ.....	291
Гриценко Н.А. СТУПЕНЬ ЭЦН, ИЗГОТОВЛЕННАЯ ПО ИННОВАЦИОННОЙ МИМ-ТЕХНОЛОГИИ.....	294

Густь Д.В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН С ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ	297
Мелюхин А.А. РАСШИРЯЮЩИЕСЯ СИСТЕМЫ «НЬЮ ТЕК СЕРВИСЕЗ» КАК ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН РАННЕЕ КОНСЕРВИРОВАННЫХ СКВАЖИН	300
Шулин В.С. КОНСТРУКЦИЯ ГИДРОВИНТОВОГО ПРИВОДА ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	303
Энгиноев К.Б., Велиев Х.Б. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛУНЖЕРНЫХ И ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ	307
Эпов И.Н. ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ, КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ	310
 СЕКЦИЯ V. СБОР, ТРАНСПОРТИРОВКА, ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА	
Гильмияров Е.А., Силина И.Г. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ II И III ТИПОВ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СМОНТИРОВАННЫМИ ПРИГРУЗАМИ	316
Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ И РАСЧЕТЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА ПРИГОДНОСТЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ (TEST METHODS OF CALCULATION THE POLYETHYLENE PIPELINE'S INDICATORS)	319
Демков А.В. ИССЛЕДОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НА УЧАСТКЕ «ЯРОСЛАВЛЬ-3 – ПАЛКИНО» МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «СУРГУТ – ПОЛОЦК»	324
Качур И.Ю. ПУТИ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ	326
Керимов В.Ф. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ	330

Керимов В.Ф. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА.....	332
Князев Р.В. ПОДБОР ГИДРОЦИКЛОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА РУССКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	334
Колосов Е.А. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НА КСП – 14 САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	336
Попова К.Н. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФОТОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ, ТРАНСПОРИРУЕМЫХ ПО МН АО «ТРАНСНЕФТЬ-СЕВЕР», В ОБЛАСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ.....	338
Пудинов И.А., Новиков Е.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ОДНОЙ ИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ	344
Севастьянов Е.А. ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ – 9 МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	346
Севастьянов Е.А., Шура А.С. ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ – 4 МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	349
Соколов Ц.В., Капачинских Ж.Ю. ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЛУБОКОВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА ИЗ ВЛАДИВОСТОКА В ЯПОНИЮ ПО ЯПОНСКОМ МОРЮ	351
Соколов Ц.В., Петрова С.Г. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОБАЛЛОНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОМПРИМИРОВАННОГО ГАЗА ПО ЧЕРНОМУ МОРЮ ИЗ РОССИИ В ЮЖНУЮ ЕВРОПУ	354
Телепко А.С. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	359
Емельянов П.В., Тишкин Е.А. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ: ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ	364

СЕКЦИЯ VI. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Бахтиярова З.Р. НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ВОДНУЮ СРЕДУ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ	368
Валеев Д.Р., Гогугдзе Н.Т. РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНОГО СПРАВОЧНИКА «СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО» ПОД OS «ANDROID» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ РАБОЧЕГО ПЕРСОНАЛА И УМЕНЬШЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА	370
Гайдин Д.В. ВЛИЯНИЕ ШУМА НА ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА, ИЛИ ШУМОВОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ	374
Козлова А.П. ВЛИЯНИЕ МОРСКОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОМПРИМИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ЭКОЛОГИЮ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ РОССИИ	377
Подкользин А.Г., Мостовая А.В. МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ВОДЫ	379
Подкользин А.Г., Сеферова К.М. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ОБЛАСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ	383
Силина И.Г., Гильмияров Е.А. КОМПЛЕКСНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ СБОРА И УТИЛИЗАЦИОННОЙ ПЕРЕРАБОТКИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ	385
Христич А.Е., Христич Е.Е. ПСИХОЛОГИЧЕСКАЯ ГОТОВНОСТЬ ОПЕРАТОРА К РАБОТЕ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ КАК ФАКТОР БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА	389
Чмутов Д.П. ВНЕДРЕНИЕ ЭЛЕКТРОННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ЗАКАЧИВАЕМОЙ В СКВАЖИНУ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИНЫ	391

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

Мельникова С.В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЗМА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ НА АВТОТРАНСПОРТНОМ ПРЕДПРИЯТИИ.....	395
Мусаев Э.А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ.....	398
Тылчин А.Р. ПОДХОД К СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ В КАТУШКЕ ЗАЖИГАНИЯ АВТОТРАНСПОРТА	401

СЕКЦИЯ I. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ИННОВАЦИОННАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ СТРУКТУРЫ ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В РОССИИ

Башкаева Е.А., Ионова М.С.

Альметьевский государственный нефтяной институт

В современном мире внешнеэкономическая деятельность выступает неотъемлемой частью, формирующей национальную экономику большинства стран. В национальной экономике России большое внимание уделяется именно нефтегазовому комплексу, так как продукция данной отрасли составляет значительную часть внешнеторгового оборота страны, увеличивает внутренний валовой продукт, от которого в дальнейшем поступает большая часть бюджетных средств. Наиболее перспективный путь развития компаний нефтегазового комплекса – это внешнеэкономическая деятельность, которая даст толчок к увеличению объема инвестиций, а также улучшению управленческого и технологического уровня нефтегазового комплекса России.

В российском экспорте наиболее актуальны – нефть, нефтепродукты, природный газ и каменный уголь. Доля продукции глубокой переработки незначительна. Данный факт значительно снижает эффективность экспорта.

Таблица № 1

Экспорт РФ минеральных продуктов[1]

Экспорт-минеральные продукты	2012	2013	2014	2015	2016
Сырая нефть, млн. тонн	240,0	236,6	223,5	244,5	254,7
Нефтепродукты, млн. тонн	138,2	151,7	165,3	171,7	170,5
Природный газ, млрд. куб.м	178,7	196,4	174,3	185,5	198,7

На основе данных таблицы 1 можно сделать вывод о том, что в экспорте преобладает сырьевая направленность. Но экспорт минерального сырья не сопровождается эффективным использованием валютных поступлений в промышленном секторе экономики, а также развивается сырьевая ориентация, что усиливает зависимость нестабильного экономического положения России от цен мирового рынка.[2]

Почему же в России так развито преобладание экспорта нефти над нефтепродуктами? На это есть ряд причин:

1) Российская инфраструктура нефтепереработки является недостаточно развитой на сегодняшний день;

2) Физический износ основного оборудования, техники, применяемых на российских предприятиях. Большинство наших заводов – это крупные нефтеперерабатывающие заводы, число которых составляет около 34 НПЗ, но они были построены еще в 30–60-е годы прошлого века.

3) Низкая доля инноваций в нефтегазовом секторе. Все глобальные игроки вынуждены заниматься исследованиями и инновациями: в области от альтернативных источников энергии до важных усовершенствованных технологий добычи. Отечественные компании не являются исключением. Инвестиции российских компаний в НИОКР отстают от мировых лидеров, однако ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «ТАТНЕФТЬ» пытаются внедрять инновации в свою деятельность. Более того, ПАО «НК «Роснефть» в последние годы приумножила расходы на НИОКР, но эффект от роста расходов пока не виден. В результате получают устаревшие и неактуальные технологии. То есть в любом случае наблюдается инновационная пассивность у российских компаний, что может в среднесрочной перспективе принести разрыв в 12 млрд. долл. в год (по данным Энергетической стратегии России).

Также можно отметить, что Россия заметно отстает в развитии технологий нефтепереработки и нефтехимии, в первую очередь из-за слабого внедрения инноваций в нефтяной отрасли. Крупные зарубежные компании инвестируют в НИОКР нефтехимической отрасли более 5 % от своей выручки, тогда как российские компании – менее 1 %.

Продукция нефтехимии находит применение практически во всех отраслях промышленности, транспорта, сельского хозяйства, в оборонном и топливно-энергетическом комплексе, в сфере услуг, торговле, науке и образовании.

Доля спроса на нефтехимические товары на отечественном рынке растет с каждым годом. Поэтому было бы целесообразно увеличивать долю НИОКР в нефтехимию, и со временем активно конкурировать на мировом рынке. Для реализации инновационного сценария имеются следующие предпосылки и возможности:

1. Наличие крупных корпоративных структур, способных самостоятельно организовать выпуск конкурентоспособной нефтехимической продукции («Сибур Холдинг» (Группа «Сибур»); холдинговая компания «МХК «ЕвроХим»; группа «Лукойл-Нефтехим», «Татнефть», «Татнефтехиминвест-холдинг»)

2. Наличие собственного углеводородного сырья. Ресурсная база России для нефтехимического производства способна обеспечить инновационный вариант развития.

3. На территории России имеются крупные нефтехимические узлы – взаимоувязанные производства с производственно-технологическими связями и общей инфраструктурой.

Решением данных проблем может стать стратегия «Инновационная Россия – 2020», принятая в сентябре 2011 года на заседании правительства,

разработанная на основе положений концепции долгосрочного социально-экономического развития России на период до 2020 года в соответствии с Федеральным законом «О науке и государственной научно-технической политике». Среди основных целей стратегии выделены проблемы увеличения удельного веса экспорта российской высокотехнологичной продукции на мировой рынок до 2% в 2020 году [5].

Чрезвычайно важным элементом реструктуризации нефтегазовой промышленности и изменения ситуации, сложившейся в ней, должна стать корректировка новой энергетической стратегии в ее импортно-экспортной части, а именно: импортозамещение оборудования и технологий; экспортозамещение нефти на продукты с высокой добавленной стоимостью.

Вопрос обеспечения действующих производств запасными частями на имеющееся импортное оборудование, системами управления и новым российским оборудованием так и остается нерешенным. Анализ возможности замещения импортного оборудования российским показал, что доля российского оборудования в процессах нефтепереработки и нефтехимии может составить до 80–90%. Наибольшие проблемы связаны с использованием насосного и компрессорного оборудования.

Реализация инновационной стратегии в области нефтехимии и нефтепереработки позволит ослабить зависимость экономики страны от импорта наукоемкой продукции, расширить высокотехнологичный экспорт; увеличить налоговые поступления в бюджет РФ и экспортную выручку. Будут обеспечены потребности рынка в химической и нефтехимической продукции; повысится инновационная активность и уровень обновления основных фондов предприятий химической и нефтехимической промышленности и смежных отраслей.

Список литературы

1. Федеральная служба государственной статистики РФ. URL: <http://www.gks.ru>.
2. Козловский А.Е. Россия в тисках минерально-сырьевого экспорта// Промышленные ведомости: электронная версия журнала. URL: www.promved.ru
3. Министерство Энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru>
4. Мельников И.Г. Возможность инновационного прорыва для российского нефтегазового сервиса // Нефтяное хозяйство. 2014. С. 96.
5. Министерство связи и массовых коммуникаций Российской Федерации URL: <http://minsvyaz.ru/ru>

Научный руководитель – Шарифуллина И.И., канд. экон. наук, доцент

ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАКАЧИВАНИЯ CO₂ В ПРОДУКТИВНЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ПЛАСТЫ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Белоусов Р.О.

Санкт – Петербургский горный университет

Фраза о том, что легкой нефти в мире уже не осталось, стала аксиомой, а если принимать во внимание темпы развития технологий добычи, то активы с трудноизвлекаемыми запасами становятся все более привлекательными для большинства нефтяных компаний. Вследствие роста доли трудноизвлекаемых запасов возникает необходимость повышения эффективности их извлечения, совершенствования технологий их добычи. К таким технологиям относят газовые методы воздействия на нефтяные пласты, один из которых – углекислый газ.

1. История применения двуокси углерода за рубежом.

Опыт стран показывает, что эффективность применения методов вытеснения и добычи остаточной нефти при нагнетании в пласт CO₂ находит все большее признание в различных нефтегазовых компаниях и отраслях науки. Поэтому опыт зарубежных стран очень важен для России.

США, Норвегия и Канада – это страны, которые лидирует по разработке месторождений путем закачки углекислого газа.

В настоящее время в США проводится свыше 100 опытов с общей площадью более 80 тыс. га и добычей нефти более 10 млн. т/год. Краткие данные о некоторых наиболее крупных промышленных экспериментов на 1985 год приведены в таблице № 1 [1].

Таблица № 1

Крупные реализуемые проекты на месторождениях США до 1985 г.

месторождение показатели	Келли Снайдер	Литл Крик	Кроссет	Туфред	Грифитсвил
глубина залегания, м	2040	3300	1600	1460	700
площадь, га	20000	16	688	1800	36
число скважин:	273/607	1/3	9/19	22/41	16/9
коллектор	карбонатный	песчаный	карбонатный	песчаный	песчаный
порнищаемость, мкм ²	0,019	0,065	0,005	0,033	0,008
вязкость нефти, мПа*с	0,35	0,34	0,36	1,5	3,1
температура, °С	48	113	40	38	25
отстаточная нефтенасыщенность, % до начала процесса/в конце	66/44	54/-	86/55	84/-	-/-
текущая добыча нефти за счет CO ₂ , %	-	-	15	80	100
оценка эффекта	успешный	успешный	возможный	возможный	успешный

По данной таблице можно сделать вывод, что уже на тот момент в США, углекислый газ показал себя как эффективный рабочий агент для газовых МУН, а в настоящее время применение газовых методов в данной стране находится на 1-ом месте, в частности CO₂.

2. Результаты опытно-промышленных работ в России.

Что же касается России, то первый промысловый эксперимент по нагнетанию CO₂ в нефтяной пласт был произведен на Александровской площади Туймазинского месторождения. Всего было закачено около 2% от объема пор. По оценке БашНИПИнефти, охват пласта заводнением увеличился по толщине на 30%, приемистость нагнетательной скважины увеличилась на 30-40%, дополнительно добыто 27,3 тыс. т нефти, что соответствует увеличению нефтеотдачи на 15,6% [1]. По сравнению с другими странами, в России мало опыта по закачке углекислого газа в пласты, т.к. нет источника получения CO₂, который был бы экономически рентабельным, но те проекты, которые были реализованы, представлены в таблице № 2.

Таблица № 2
Эффективность вытеснения нефтей CO₂ на месторождениях России

месторождение	вязкость нефти, мПа*с	P, Мпа	температура, °С	объем оторочки CO ₂ , доля от объема пор	прирост коэффициента вытеснения по сравнению с водой
Ольховское	0,81	18,5	27	0,96	0,552
Ромашкинское	3,8	11	36	1,48	0,235
Узеньское	4,05	11	65	0,53	0,103
Якушинское	17,68	10	20	0,3	0,148
Радаевское	47,4	11	26	0,37	0,221
Козловское	9	10	31	0,75	0,32
Арланское	30	8	24	0,6	0,198
Сергеевское	8,4	11	40	0,21	0,092

По таблице видно, что для России углекислый газ тоже является эффективным агентом, но, к сожалению, почти все проекты были лишь моделированием, без промышленного внедрения.

3. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи.

По состоянию на 2008 год в мире количество действующих проектов газовых МУН составляет 169, из которых применение CO₂ 34% [2]. К 2012 году применение углекислого газа составляет уже 40% [3]. Поговорив о реализуемых проектах и выявив, что применение CO₂ занимает одно из основных мест в газовых МУН, целесообразно рассмотреть критерии применения углекислого газа в проектах ПНП.

Обзор опыта применения CO₂ по 142 проектам в 8 странах мира представлен на рисунках 1,2.

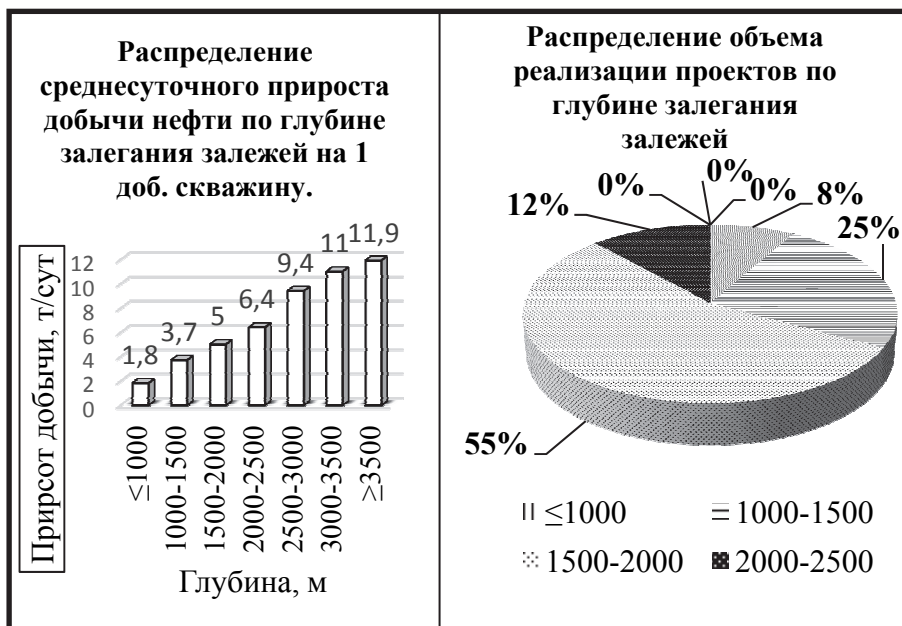


Рисунок 1 – Распределение среднесуточного прироста добычи нефти и объема реализации проектов по глубине

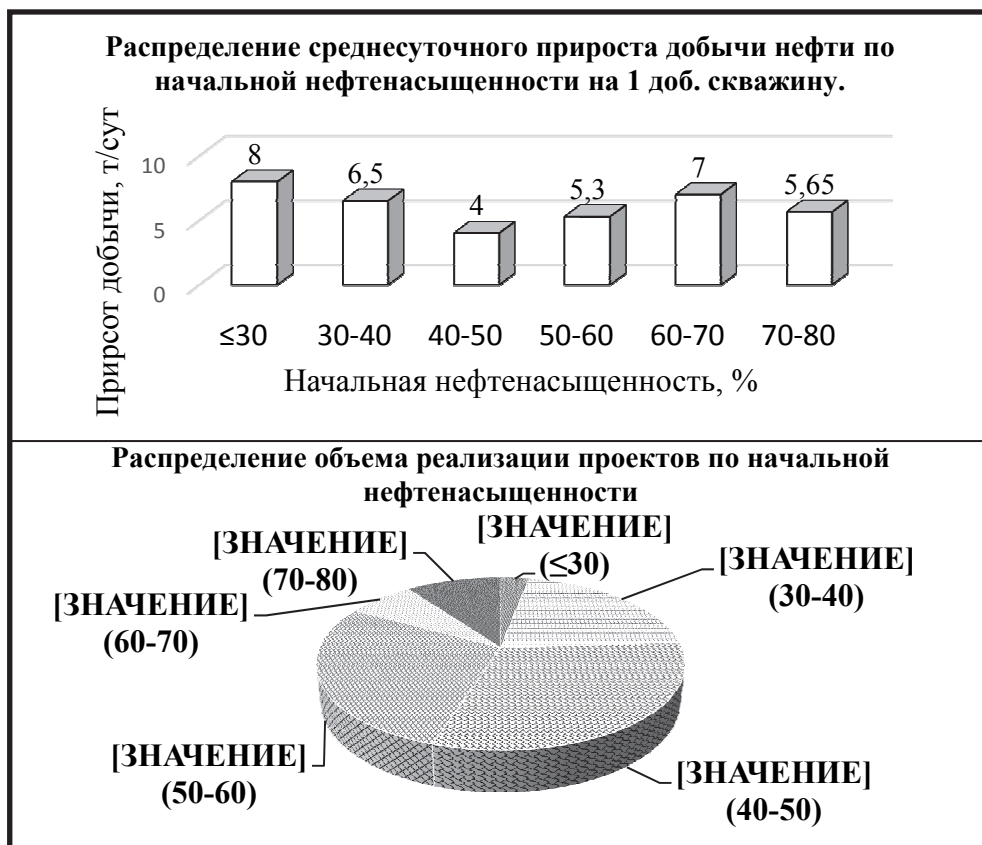


Рисунок 2 – Распределение среднесуточного прироста добычи нефти и объема реализации проектов по начальной нефтенасыщенности

Проекты реализуются на различных глубинах, но основной объем в интервале от 1500–2000 метров при том, что наивысшей эффективностью характеризуются интервалы глубин от 2500 до 3500м.

Исходя из полученных распределений, мы видим, что реализация проектов начинается при различных значениях нефтенасыщенности коллектора, а значит и на различных стадиях разработки.

На рисунке 3 приведены диаграммы реализуемых проектов по пористости и проницаемости. Проанализировав данные значения можно сказать, что пределы применения закачки по проницаемости достаточно велики, причем наибольшее число проектов относится к низкопроницаемым коллекторам, коэффициент проницаемости для которых менее 5мД. Вопрос разработки низкопроницаемых коллекторов является весьма актуальным на сегодняшний день, т.к. такой тип коллекторов содержит в себе трудноизвлекаемые запасы нефти.

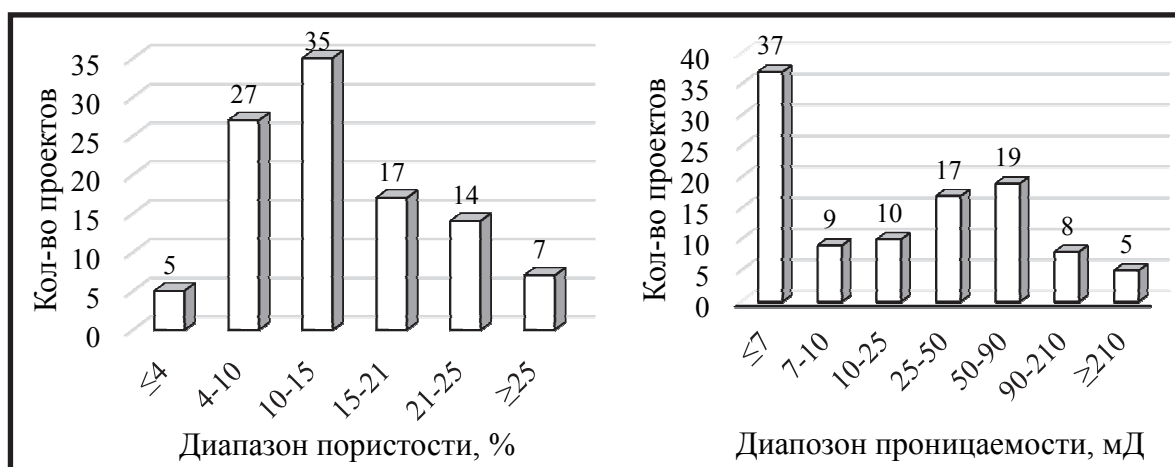


Рисунок 3 – Распределение объема реализации по пористости и проницаемости

Если посмотреть на эти диаграммы, то можно сделать такой вывод: основная реализация данного метода относится к низкопроницаемым коллекторам, а они на сегодняшний день остаются самыми актуальными.

Для выбора объекта применения газового воздействия одних благоприятных геолого-физических параметров залежи недостаточно. Необходимо учитывать следующие критерии [4]:

- Благоприятные геолого-физические характеристики залежи (высокая геологическая неоднородностей);
- Наличие попутного газа или дешевых источников газоснабжения;
- Наличие добывающих скважин, построенных по проекту, обеспечивающему высокую герметичность при высоких газовых факторах;
- Положительные технико-экономические показатели газового воздействия.

Заключение.

Из всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов использование CO_2 заслуживает большего внимания и наиболее перспективно. Важное преимущество метода заключается в возможности применения его в заводненных пластах. По совокупности факторов этот метод можно рассматривать как наиболее приоритетный метод увеличения нефтеотдачи пластов. Также применение CO_2 позволяет снизить отрицательное воздействие на климат, которое оказывают выбросы углекислого газа в атмосферу. Однако применение метода в будущем будет определяться в основном ресурсами природного CO_2 , так как потребности в нём трудно будет удовлетворить за счет отходов химического производства, хотя этот источник экономически рентабелен.

Список литературы

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – Москва: НЕДРА, – 1985. – 308 с.
2. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство –2006. – №6. – С. 86–89.
3. Филенко Д.Г., Дадашев М.Н., Винокуров В.А. Исследование влияния термобарических условий на вытеснении нефти диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии // Научно-технический сборник «Вести газовой науки» – 2012. – №3. – С. 371–382.
4. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – Москва: Газоил пресс, –2006. – 200 с.

Научный руководитель – Мигунова С.В., канд. техн. наук, доцент.

К ВОПРОСУ О ЦЕНЕ НЕФТИ

Василькив Я.М., Байсухан Р.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Нефть на сегодня является одним из основных полезных ископаемых для всего человечества. Нефть приобрела способность объединять и разделять целые народы и стала одним из определяющим фактором в политических сражениях. Тема этой статьи актуальна на сегодняшний день, поскольку «Черное золото», как уже упоминалось, является стратегически значимым сырьем, являющимся важнейшим экономическим показателем многих государств, в том числе и России.

Зачастую под ценой на нефть понимают спотовые цены барреля на фьючерсном рынке, как правило, североморской марки Brent или, намного реже, тexasкой нефти WTI. На другие сорта, цены могут зависеть от качества, определяемого их плотностью и содержанием серы, а также местоположением запасов сырья.

На цену нефти влияют следующие факторы:

1. Решение ОПЕК (Организация стран-экспортеров нефти) увеличить или уменьшить квоты на добычу нефти. В первом случае предложение увеличивает цену, во втором варианте все происходит как раз наоборот.

2. Нестабильность в государствах, являющихся поставщиками нефти. Политика стран.

3. Разнообразные факторы, не зависящие от действий людей, к примеру, отказ трубопроводов, или от различных стихийных бедствий и так далее. Все это уменьшает предложение нефти на рынке и увеличивает ее цену.

4. Решение об увеличении или уменьшении резерва ископаемых запасов. Это сигнал, когда инвесторы начинают скупать фьючерсы на биржах и повышается их цена.

5. Общее состояние мировой экономической системы.

6. Открытие новых технологий. Спекулятивная игра на бирже крупных инвесторов

Особенность цены на нефть в том, что в краткосрочной перспективе спрос малоэластичен: рост цен мало влияет на спрос, поскольку нефть является одним из основных энергоресурсов и не может быть заменена какими-то другими ресурсами в тех областях, где используется наиболее широко (топливо для большинства видов транспорта, нефтехимия). Поэтому даже небольшое падение предложения нефти приводит к резкому росту цен.

По данным ИНЭИ РАН, именно баланс спроса и предложения в наибольшей степени (на 80–85 %) влияет на цены нефти.

Рассмотрим данное утверждение на примере недавних событий.

С 2012–2015г. добыча нефти в плотных породах США (сланцевая революция) выросла в 5 раз и в 2014 году превысила 4 миллиона барр. в день, и на ее долю приходилась половина добытой нефти по стране в целом. В результате в 2008 году произошел переломный момент в динамике добычи. В 2014 году среднегодовые темпы добычи превысили уровень 9 миллионов баррелей в сутки. (Рис. 1), произошел дисбаланс на рынке в сторону предложения нефти.

Избыток сырья явно проявился в тот период, когда спрос со стороны рынков и Китая снизился. Где-то с 2004 года быстро растущее потребление нефти в Китае, оказалось основным фактором, определяющим ситуацию на мировом рынке. В середине 2014 года наблюдалось замедление темпов роста китайской экономики, что отразилось на динамике мирового потребления нефти (рис. 2). Это условие также могло оказать негативное влияние на цены «черного золота».



Рисунок 1 – График еженедельной добычи нефти в США млн барр./сутки



Рисунок 2 – График динамики расчетного потребления нефтепродуктов в КНР

Лидер ОПЕК, Саудовская Аравия так же продолжает наращивать объемы добычи нефти, несмотря на то, что предложение преобладало над спросом. Если Саудовская Аравия сократит добычу, цены на нефть начнут расти, и тогда страна потеряет свою долю на рынке, что будет выгодно только ее конкурентам. В целом стоит отметить, что Саудовская Аравия в последние годы

лидирует в так называемой «нефтяной войне» с Соединенными Штатами. Но эта страна может позволить себе, в отличие от своих конкурентов, добывать нефть по цене 10–20 долларов за баррель. Очевидно, что их цель – заполнить рынок дешевой нефтью и обанкротить многие американские сланцевые компании. Таким образом, они могут значительно сдвинуть с конкурирующих позиций США. И если это произойдет, то очевидно, что добыча нефти Америкой резко сократится, и цены вновь пойдут вверх.

Иран и Ирак могут считаться еще одними виновниками падения цен на нефть. Санкции, которые были наложены на них, теперь отозваны или частично сняты, и они вновь готовы вернуть прежнюю долю европейского рынка, которую захватила Саудовская Аравия. Глава Ирана рассказал, что они уже договорились об увеличении экспорта нефти, поэтому добыча сырья начнет расти (рис.3).

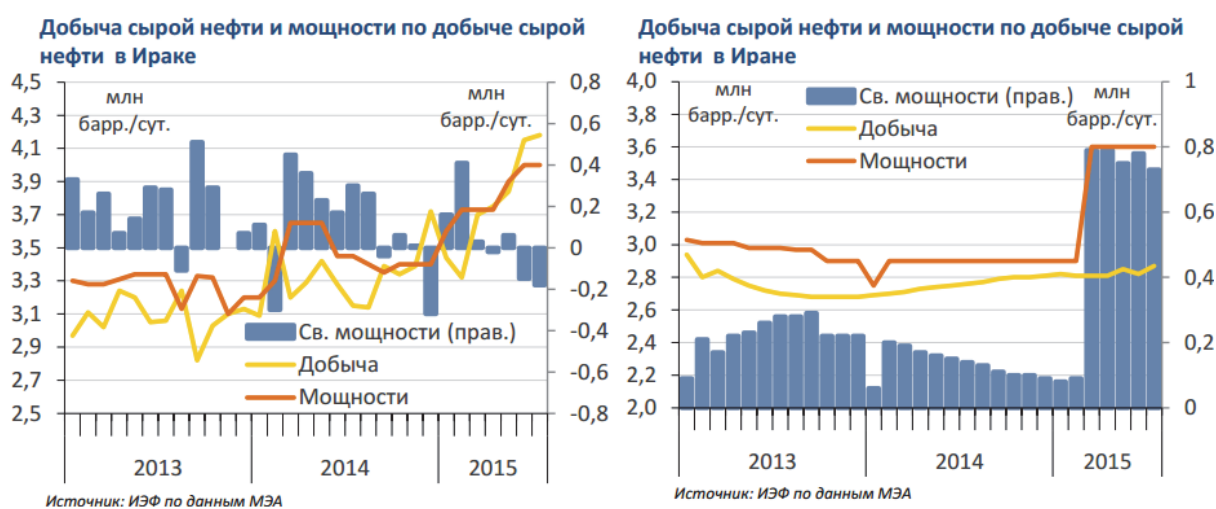


Рисунок 3 – График добычи сырой нефти и мощности по добыче в Иране и Ираке

По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), 2014 г. характеризовался превышением предложения над спросом в каждом квартале. При этом, в среднем за год каждые сутки добывались «лишние» 0,8–0,9 млн. барр./сут., то есть в целом за год количество избыточной нефти в мире составило 290–330 млн. барр.

В качестве основного финансового фактора, влияющего на цены на нефть, считают курс доллара США по отношению к другим валютам и секьюритизацию сырьевых рынков (возросший объем «бумажных» нефтяных контрактов, включая производные инструменты, многократно превышающий торговлю физической нефтью). Укрепление доллара ведет к увеличению его покупательной способности и, следовательно, к падению номинированных в нем товаров, в том числе нефти, и, наоборот. В период 2007–2008 г. И 2008–2014 г. Ослабление доллара привело к тому, что цены

на нефть, выраженные в корзине основных валют развитых стран, были значительно ниже, чем в долларах. Разница достигала 20–30 долларов за баррель. Или около 16–20% к пиковым ценам.

Механизмами корректировки «цен на нефть» обладает ОПЕК. На долю стран ОПЕК приходится около 80% доказанных мировых запасов нефти. Это позволило картелю играть роль балансирующего поставщика на нефтяном рынке и регулировать цены путем корректировки квот на добычу нефти. В период роста цен ОПЕК увеличила квоты, в период спада – сокращала (рис. 4).

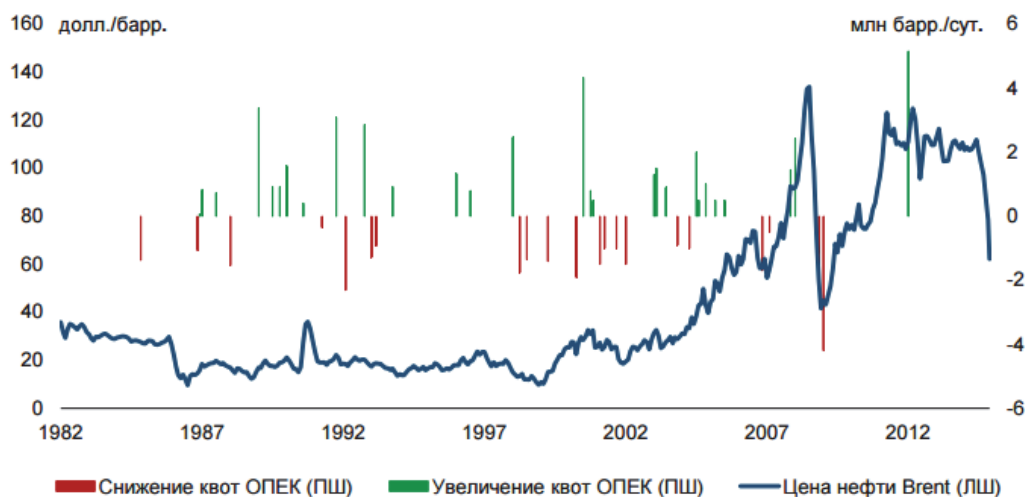


Рисунок 4 – Регулировка квот на добычу нефти

Однако в 2014 году во время кризиса ОПЕК отказался снижать квоту на добычу, боясь, что их на рынке заместит США, что привело к низким ценам на «черное золото».

Так же не стоит забывать об одном важном факторе, позволяющем картелю влиять на мировой рынок – о свободно добываемых мощностях. Они играют роль своеобразной «подушки безопасности», демонстрирующей насколько ОПЕК может реагировать на потенциальный дефицит предложения. Согласно существующим методологиям МЭА (международное энергетическое агентство), публикуемая свободная мощность ОПЕК соответствует дополнительной добыче нефти, которая может быть обеспечена в течение 30 дней и поддерживаться на этом уровне без значительных инвестиций в течение 90 дней.

Влияние цен нефти на экономику России.

По данным газеты «Новые Известия», которые приводит Би-Би-Си, доходы от нефти и газа составляют существенную долю ВВП России и более половины доходной части федерального бюджета (52 % в 2014 г.), поэтому нестабильность цен на нефть оказывает значительное влияние, как на со-

стояние российского бюджета, так и на экономику в целом. Падение цен на нефть в 2014–2016 г. привело к тому, что российский рубль стал одной из самых быстро обесценивающихся валют среди стран с развивающейся экономикой.

Вывод: таким образом, скорее всего, мы увидим дальнейшее снижение спроса на нефть и в Северной Америке, и в Западной Европе, в то время как в Азиатско-Тихоокеанском регионе и на Ближнем Востоке спрос вырастет. В краткосрочном периоде, скорее всего, не предвидится резкого увеличения цен, будут всего лишь незначительные колебания. Пока страны ОПЕК и США не сократят производство нефти, цены восстанавливаться не начнут. На мировом рынке нефти слишком большой перевес предложения над спросом. Факторы, которые могли бы повлиять на рост спроса, пока не предвидятся, зато существуют такие факторы, которые способны повлиять на снижение предложения на рынке нефти.

Список литературы

1. Громов А.И. Мировой рынок нефти и нефтяная отрасль России в условиях «низких» цен на нефть, «Нефтегазовый диалог», ИМЭМО РАН, 2015 г.
2. Выгов Г., Рубцов А. и др. Мировой рынок нефти: от «ручного управления» к «невидимой руке», 2015 г.
3. Хайлов А.В. Причины падения цен на нефть. 2016 г.

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., ассистент

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ

Жовтиханов Д.С.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Несмотря на то, что Россия находится на одном из первых мест по добычи и экспорту нефти в мире, она находится на 20-ом месте по уровню её глубокой переработки. В нашей стране перерабатывающая промышленность почти не развивается, к тому же большинство технологии остаются на уровне 80-х годов и давно устарели. В год примерно перерабатывается чуть больше половины всей добываемой нефти.

Для сравнения: глубина переработки нефти в России составляет чуть выше 75%, в США – 92-93%, в Западной Европе – 85-90%, в КНР – 85%. Даже в бывших республиках СССР этот показатель – не ниже 80%, а в странах – членах ОПЕК (Организация стран – экспортёров нефти) – не меньше 85%.

В результате, Россия с трудом экспортирует свои нефтепродукты, не только из-за все ужесточающихся экологических норм за рубежом, но и вследствие низкого спроса на эту российскую продукцию.

Из этого следует, что качество выпускаемых нефтепродуктов России серьезным образом отстает от мирового. Доля бензинов, удовлетворяющих требованиям Евро 3,4, составляет 38% от всего объема выпускаемого бензина, а доля дизельного топлива, удовлетворяющего требованиям класса 4,5, всего лишь 18%. По предварительным оценкам, объем переработки нефти в 2015 г. составил около 274 млн. тонн, при этом было произведено: бензина – 39,2 млн. тонн, керосина – 9,6 млн. тонн, дизтоплива – 63,1 млн. тонн.

Такой продолжительный спад может привести к тому, что низкий уровень прибыли в секторе переработки станет основной причиной падения показателей чистой прибыли в части «даунстрим» крупнейших международных нефтяных корпораций. Некоторые независимые нефтеперерабатывающие компании будут вынуждены начать процедуру банкротства. В результате будут ликвидированы мощности по переработке нефтяного сырья. В результате экспорт нефти в Европу существенно сократится, а нефтяные компании продолжат пересмотр инвестиционных программ в секторе переработки.

Выходом из сложившейся ситуации является ускорение модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России в направлении строительства установок, углубляющих переработку.

Вместе с тем, в связи с вводом в действие техрегламента на новые стандарты нефтепродуктов, перед российскими нефтяными компаниями стоят масштабные задачи по модернизации НПЗ, связанной с реконструкцией действующих и строительством новых установок, улучшающих качество топлив, в т. ч. гидроочистки топлив, каталитического крекинга, изомеризации, алкилирования, риформинга.

В документах по стратегии развития нефтеперерабатывающей, основанных на отчетах нефтяных компаний, отрасли отмечен опережающий рост по производству и потреблению дизельного топлива с увеличением реализации на внутреннем рынке до 45 млн. т/год. Прогнозируется стабилизация производства топочного мазута на уровне 13–14 млн. т/год и перераспределение его потребления в сторону бункеровочного топлива.

В рамках стратегии предполагается увеличение глубины переработки нефти до 85%. К 2020 г. планируется, что качество 80% выпускаемого бензина и 92% дизельного топлива будут соответствовать ЕВРО 5. Тем не менее, среди планируемых к строительству компаниями 57 новых установок по улучшению качества: по гидроочистке, риформингу, алкилированию и изомеризации (табл. 1). Модернизация заводов с целью выполнения требований регламента в первую очередь связана с увеличением доли процессов, улучшающих качество нефтепродуктов. А углубляющие процессы отошли на второй план, их внедрение отодвинулось на более отдаленную перспективу.

Ввод установок, повышающих качество нефтепродуктов, до 2020 г.

Установка	Компания	Расположение
Алкилирование	Роснефть	Куйбышев
	ЛУКОЙЛ	Волгоград, Кстово, Пермь, Ухта
	Газпром нефть	Москва, Омск, Ярославль
	Башнефть	Ново-Уфимский НПЗ
	Сургутнефтегаз	Кириши
	Руснефть	Орск
Гидроочистка	Роснефть	Ангарск, Ачинск, Комсомольск, Самара, Сызрань, Туапсе
	ЛУКОЙЛ	Волгоград, Пермь, Кстово, Ухта
	Газпром нефть	Москва, Омск, Ярославль
	ТНК-ВР	Рязань, Саратов
	Башнефть	Ново-Уфимский НПЗ, Уфанефтехим, Уфимский НПЗ
	Руснефть	Краснодар
	Сургутнефтегаз	Кириши
	Салаватнефтеоргсинтез	Салават
Татнефть	Нижнекамск	
	Татнефть-НК	Нижнекамск
Изомеризация	Роснефть	Ачинск, Комсомольск, Самара, Сызрань, Туапсе
	ЛУКОЙЛ	Кстово
	Газпром нефть	Москва, Омск, Ярославль
	ТНК-ВР	Рязань, Саратов
	Салаватнефтеоргсинтез	Салават
	Татнефть	Нижнекамск
	Сургутнефтегаз	Кириши
Руснефть	Орск	
Риформинг	Роснефть	Ачинск, Новокуйбышевский НПЗ, Туапсе
	Газпром нефть	Москва
	ТНК-ВР	Рязань
	Сургутнефтегаз	Кириши
	Татнефть	Нижнекамск
	Альянс	Хабаровск

Для увеличения глубины переработки нефтяного сырья запланировано построить около 30 установок и несколько реконструировать (табл. 2). Среди процессов, позволяющих, наряду с углублением нефтепереработки, получать качественные компоненты топлив, в основном три типа процессов – каталитический крекинг (высокооктановый компонент бензинов, сырье для нефтехимии), гидрокрекинг (высокооктановые компоненты автобензинов с низким содержанием серы, низкозастывающие Д.Т. с ультранизким содержанием серы и авиакеросин) и коксование.

Для увеличения доли высококачественных нефтепродуктов в экспортируемой товарной продукции необходимо осуществить коренную модернизацию действующих НПЗ и построить новые, прежде всего экспортно-ориентированные нефтеперерабатывающие и нефтехимические комплексы на терминалах магистральных нефтепроводов в пограничных и приморских центрах. Такие комплексы запланированы. Часть из этих проектов находится на стадии реализации. Значительный объем работ по модернизации осуществляет ОАО «НК «Роснефть» на принадлежащих ей НПЗ. Уже завершено строительство Туапсинского и Приморского НПЗ.

Ввод до 2020 г. установок, углубляющих нефтепереработку

Установка	Компания	Расположение
Каталитический крекинг	Роснефть	Ангарск (рек.), Куйбышевский НПЗ, Новокуйбышевский НПЗ
	Газпром нефть	Москва (рек.), Ярославль (рек.)
	ТНК-ВР	Рязань (рек.)
	Сургутнефтегаз	Кириши
	Руснефть	Орск
Гидрокрекинг	Роснефть	Ачинск, Комсомольск, Куйбышевский НПЗ, Туапсе
	ЛУКОЙЛ	Волгоград, Пермь
	Газпром нефть	Москва, Омск
	ТНК-ВР	Рязань
	Башнефть	Ново-Уфимский НПЗ
	Татнефть	Нижнекамск
	Татнефть	Нижнекамск
	Альянс	Хабаровск
Салаватнефтеоргсинтез	Салават	
Коксование	Роснефть	Ачинск, Комсомольск, Новокуйбышевский НПЗ, Сызрань, Туапсе
	ЛУКОЙЛ	Волгоград, Пермь
	Газпром нефть	Омск
	Сургутнефтегаз	Кириши
	Салаватнефтеоргсинтез	Салават
	Татнефть	Нижнекамск

Для решения задач по развитию нефтепереработки России необходимо усиление роли государства, прежде всего в части жесткого контроля за реализацией основных положений техрегламента на нефтепродукты; совершенствование таможенного и налогового регулирования нефтепереработки с целью стимулирования производства нефтепродуктов с высокими потребительскими свойствами и углубления переработки нефти; а также обеспечение производства высокотехнологичной продукцией за счет внедрения новых инновационно-направленных российских разработок.

Список литературы

1. Смидович Е. В. Технология переработки нефти и газа. Ч. 2-я. М.: Химия, 1980 г.
2. <http://neftegaz.ru/science/view/839-Glubokaya-pererabotka-tyazheloy-nefti-i-neftyanyh-ostatkov>
3. <http://mplast.by/novosti/2016-04-15-benzin-i-dizel-v-rossii-sostoyanie-i-perspektivy-ryinka-v-2016-godu/>
4. http://www.ngv.ru/analytics/obem_pererabotki_nefti_v_rf_v_2016_godu_snizitsya_na_2_pervyy_zamglavy_minenergo/

5. <http://minenergo.gov.ru/node/1212>
6. <http://neftegaz.ru/analysis/view/8485-Glubina-pererabotki-nefti-v-Rossii-Evrope-i-SShA>

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., ассистент

УВЕЛИЧЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПУТЁМ СОЗДАНИЯ ИСКУССТВЕННОЙ НЕФТИ И САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ БИОГЕННЫХ ТЕОРИЙ

Иващенко Д.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Одной из актуальных проблем нефтегазового комплекса в настоящее время является истощение запасов нефти, на сегодняшний день это очень важная проблема ведь нефть является основным видом сырья для изготовления топлива, полиэтилена, пластика, нейлона и т.д.

Существует множество гипотез и теорий образования нефти. Из всех существующих гипотез можно выделить: органическую и неорганическую. К органической гипотезе происхождения относятся:

- Теория животного происхождения
- Теория растительного происхождения
- Теория смешанного растительного – животного происхождения

Теория животного происхождения: Данная теория была предложена немецким ученым Карлом Энглером в 1888 году. Исходным материалом для опытов Карл Энглер взял сельдевый жир. В перегонном аппарате Края при давлении в 10 атмосфер и при температуре в 400 градусов Цельсия, он перегнал около 500 кг рыбьего жира, в результате чего получилось масло, горючие газы и вода, а также жир и разные кислоты. После очистки серной кислотой и последующей нейтрализации масло было подвергнуто дробной разгонке. В его низших фракциях оказались главным образом предельные углеводороды от пентана до нонана включительно. Из фракций, кипящих выше 300 градусов Цельсия, был выделен парафин с температурой плавления в 49–51 градус Цельсия. Кроме того были получены смазочные масла, в состав которых входили олефины, нафтены и ароматические углеводороды, но в весьма небольших количествах. Продукт перегонки жиров под давлением по своему составу отличался от природных нефтей. Энглер дал ему название «протопетролеум»^[1]

Теория растительного происхождения: Роль растений в образовании каменных углей в настоящее время является общепризнанной. Однако о роли растений в образовании нефти есть много неясного, но, тем не менее,

устанавливается генетическое родство углей и нефти. Уже считается в настоящее время твёрдо установленным, что эти два вещества, являются членами одного и того же ряда, известного под именем битумов или еще более общим названием каустобилитов. Отсюда возникает вопрос такого рода: если уголь, один из важнейших представителей каустобилитов образовался из растений, то почему не предположить, что нефть тоже образовалась из растений, правда другого характера и состава и при других отличных условиях. Попытки объяснить происхождение нефти из растений возникли давно. Еще в 1866 году Лео Лескере считал, что пенсильванская нефть произошла из морских водорослей. Был создан ряд гипотез, различающихся друг от друга главным образом исходным материнским материалом, из которого предполагалось происхождение нефти. Были выдвинуты следующие основные предположения. Нефть могла произойти: а) из ископаемых углей, б) из наземных растений, в) из морских водорослей и вообще морских растений и г) из диатомовых водорослей.^[1]

Теория смешанного растительного – животного происхождения: Данная теория иначе называется сапропелевой. Сапропель – илистое отложение перегнивших остатков растений и животных на дне озёр, болот. Также иногда её называют теорией или гипотезой Потонье. Если признавать, что сущность этой теории является отличие исходного материала других теорий, то может быть такое название имело бы основание, ибо Потонье, был первый, видевший в сапропелях первичный материнский материал для нефти.^[1]

На основании этих теорий можно сделать вывод, что ученые 19 века уже пытались создать искусственную нефть, конечно, не так удачно как современные учёные, но всё же.

Как сообщают учёные из Pacific Northwest National Laboratory (Тихоокеанская северо-западная национальная лаборатория): «Мы нашли несколько методов создания искусственной нефти».

Первый метод заключается в переработке водорослей, наша команда инженеров разработала технологический процесс, позволяющий перерабатывать водоросли в нефть”. Исследователи из PNNL подвергают биомассу (см. рис. 1) воздействию воды с температурой 350 градусов Цельсия и под давлением около 200 атм. В процессе гидротермального сжижения и каталитической термальной газификации исходное сырьё преобразуется в:

- сырую нефть
- чистую воду
- топливный газ
- питательные вещества (такие как азот, фосфор и калий)

Второй метод позволяет получить не совсем нефть. Его конечным результатом получается горючая маслянистая жидкость напоминающая нефть. Учёные Тихоокеанской северо-западной национальной лаборатории назвали этот метод «Гидротермальным сжижением» исходным материалом

которого являются биологические отходы человеческой жизнедеятельности. Каждый день мы производим около 129 млн. м³ сточных отходов. Учёные PNNL выяснили, как превратить их в топливо. После увлажнения шлам подается в систему гидротермального сжижения. Технология имитирует процесс, который проходит при создании сырой нефти Землёй. Шлам под давлением до 700 кг / м² и температурой до 300 градусов Цельсия в течение нескольких минут подвергается гидротермальному сжижению, пройдя этот процесс возникает биотопливо. Биотопливо может быть усовершенствовано, до сырой нефти.



Рисунок 1 – Паста из водорослей

Что касается натуральной нефти на месторождениях, по словам учёных мировых запасов нефти хватит примерно на 56 лет. Предположим, учёные правы, запасы нефти угасают, но это не значит, что нефть не восстанавливается.

На рис. 2 изображена схема процесса образования нефти. Процесс образования нефти начинается с лигнинов, углеводов, белков и липидов на стадии диагенеза (первые десятки или сотни метров) идёт их разложение, полимеризация, конденсация и трансформация пройдя четыре этих этапа образуются, фульвовые кислоты, гуминовые кислоты, гумин и хемофоссилии в совокупности называемые «Современный осадок». Далее из первых трёх образуется кероген, из хемофоссилий образуются углеводороды. И тут на стадии катагенеза (глубины более 1000 м) начинается главная фаза нефтеобразования идёт высвобождение захваченных молекул и термальное расложение керогена, идёт разрушение углеводородов с низким и средним молекулярным весом. Финальная стадия, это метагенез на этой стадии образуется остаточный углерод, метан и легкие углеводороды.^[2]

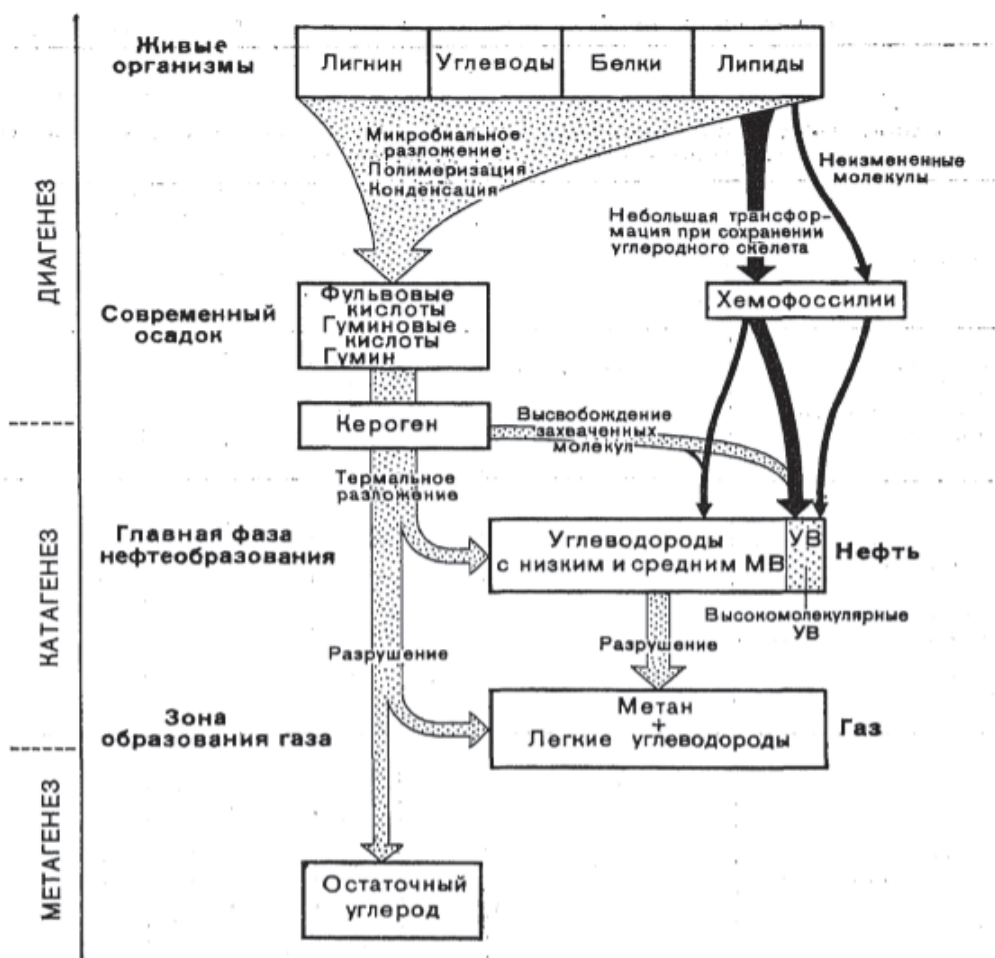


Рисунок 2 – Преобразование органического вещества и источники углеводородов на разных стадиях литогенеза

Подведём итог, так как останки растений и животных постоянно разлагаясь, дают осадок из лигнинов, углеводов, белков и липидов мы можем предположить, что нефть будет восстанавливаться до тех пор, пока не закончится исходный материал. Далее перечислю месторождения, на которых повторно образовывалась нефть.

✓ Платформы в Мексиканском заливе после продолжительной консервации.

✓ Скважины Тёрско-Сунженского района Чечни после консервации на период войны.

✓ Ромашинское месторождение, по оценкам геологов скважины данного месторождения должны были дать примерно семьсот миллионов тонн нефти, хотя на сегодняшний день добыто больше трёх миллиардов тонн и не известно, сколько еще будет добыто.

Нельзя не упомянуть об увеличении количества нефти в нефтяных месторождениях за счёт её миграции (см. рис.3). Под миграцией нефти и газа понимаются любые перемещения в пределах литосферы. Различают два

вида миграции – **первичную**, протекающую в нефтегазоматеринских породах, и **вторичную**, протекающую в проницаемых породах.

Первичной миграцией называется отделение углеводородов от материнской породы и переход их в проницаемый резервуар. И.М. Губкин представлял первичную миграцию как вынос нефти из материнских пород в виде мельчайших капелек. Первичная миграция нефти идет из глинистых отложений в соседние пористые породы. Важную роль в процессах миграции воды и нефти играют гидрофильные и (или) гидрофобные свойства горных пород, т.е. явления смачивания и прилипания жидкостей к поверхности частиц.^[3]

Вторичная миграция нефти и газа осуществляется в свободном состоянии уже после формирования некоторых первичных скоплений нефти и газа или при перетоках из одной ловушки в другую из одного резервуара в другой при переформировании и разрушении залежей и месторождений.^[4]

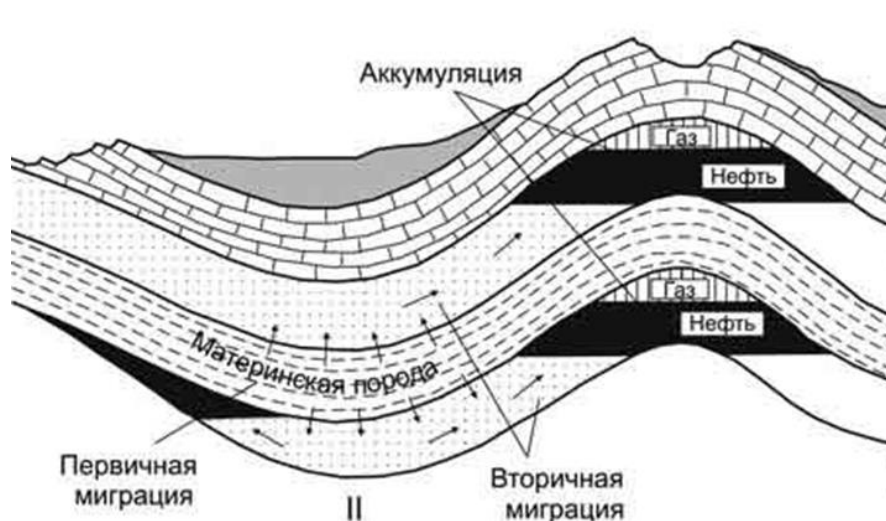


Рисунок 3 – Миграция нефти и газа

Выводы:

1. Так как останки растений и животных постоянно разлагаясь, дают осадок из лигнинов, углеводородов, белков и липидов, при термokatалитической деструкции которых образуются нефтяные углеводороды, можно предположить, что нефть будет генерироваться до тех пор, пока не закончится исходный материал.

2. Если доля использования нефтепродуктов, полученных из «искусственных нефтей» будет увеличиваться, то сложатся предпосылки к продлению жизни месторождений нефти, находящихся на поздней стадии разработки. «Щадящая» эксплуатация таких месторождений, в свою очередь приведёт к самовосстановлению нефти в природных резервуарах, как за счет генерации флюидов из органического вещества, так и за счет миграционных процессов.

Список литературы

1. Б. Тиссо, Д. Вельте. Образование и распространение нефти. Издательство «Мир», Москва, 1981 год – 497 стр.
2. Губкин И. М. Учение о нефти. Издательство «Наука», Москва, 1975 год – 385 стр.
3. Геология нефти и газа: учебное пособие / А.Е. Ковешников; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 168 с.
4. <http://www.oborudka.ru/handbook/69.html>

Научный руководитель – Гамолин О.Е., канд. хим. наук, доцент.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА НА ПРИМЕРЕ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Каменский Г.А.

Санкт-Петербургский горный университет

«Богатство земли русской Сибирью прирастать будет и морями студенными», – писал Михаил Ломоносов. Почти весь российский шельф располагается в холодных морях Северного Ледовитого океана и Охотского моря. Его протяженность у берегов России составляет 21% всего шельфа Мирового океана. Около 70% его площади перспективны с точки зрения полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа. Арктическая зона России в целом представляет собой колоссальный сырьевой резерв страны и относится к числу немногих регионов мира, где имеются практически нетронутые запасы углеводородного (нефти и газа) и минерального сырья [1].

Шельф арктических морей – стратегический резерв укрепления минерально-сырьевой безопасности страны. По оценкам специалистов к 2050 году Арктический шельф будет обеспечивать от 20 до 30 % всей российской нефтедобычи. Ключевую роль среди всех морских просторов нашей страны играет акватория Баренцева моря, которая, согласно подсчетам, содержит 49% разведанных запасов нефти и газа России.

Одним из главных проектов по освоению шельфа является проект разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения, которое является одним из крупнейших газоконденсатных месторождений мира. Относится оно к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Над данным проектом ведет работу компания ООО «Газпром нефть шельф», дочерняя компания ООО «Газпром». Реализация проекта будет отправной

точкой для формирования на Арктическом шельфе России нового газодобывающего региона [1].

Штокмановская структура была выявлена в 1981 году в результате комплексных морских геофизических исследований Баренцево-Карского нефтегазонасного бассейна, проведённых специалистами треста «Севморнефтегеофизика» с научно-исследовательского судна «Профессор Штокман»[2], в связи с чем и получила своё название. В 1983 году сотрудниками производственного объединения «Арктикморнефтегазразведка» (Мурманск) с борта бурового судна ледового класса «Валентин Шашин» (и буровым судном «Виктор Муравленко») выполнено бурение первой поисковой скважины глубиной 3153 метра, в результате были открыты две залежи свободного газа с газовым конденсатом. В 1988 году было начато строительство первой поисковой скважины проектной глубиной 4500 метров, которое было завершено 27 июля 1988 г. на глубине 3153 метров. В результате ее испытания были открыты две залежи свободного газа с газовым конденсатом, и на Государственный баланс запасов по состоянию на 1 января 1989 г. впервые поставлены более 2,4 трлн. куб. м свободного газа промышленных категорий. Расположено месторождение в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря, примерно в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м [3].

Запасы месторождения по категории С1 составляют 3,9 трлн. куб. м газа и 56 млн. тонн газового конденсата, из которых в границах лицензионного участка «Газпрома» расположены 3,8 трлн. куб. м газа и 53,4 млн. тонн газового конденсата.

Для реализации Штокмановского проекта «Газпром», Total (Франция) и StatoilHydro (Норвегия) создали в 2008 году совместное предприятие Shtokman Development AG. В капитале компании, которая будет собственником инфраструктуры первой фазы Штокмановского проекта, «Газпрому» принадлежало 51%, французской Total – 25%, норвежской Statoil – 24%. В 2008 году для ведения шельфовых проектов создана компания ООО «Газпром добыча шельф», на 100 % принадлежащая ОАО «Газпром». Эта компания назначена оператором II и III фаз освоения Штокмановского ГКМ.

29 августа 2012 года «Газпром» договорился со своими партнерами – французской Total и норвежской Statoil – о временном прекращении реализации проекта из-за слишком больших расходов и возникающих новых проектов по получению сланцевого газа.

В октябре 2012 года президент Российской Федерации В.В.Путин заявил, что планируется подписать инвестиционное соглашение по Штокмановскому проекту. Пресс-секретарь Путина Д. Песков сказал, что строительство на Штокмановском месторождении начнётся до конца 2017 года[3].

7 июля 2015 года компания Total вернула свою долю акций «Газпрому». С этого момента компания является единоличным владельцем проекта.

Согласно материалам «Газпрома», запасы Штокмана экономически оправдывают создание новой инфраструктуры для поставок «голубого топлива» до единой системы газоснабжения России, строительство завода по производству сжиженного природного газа (СПГ), а также танкерного флота для транспортировки СПГ на экспортные рынки.

Учитывая, что проект рассчитан более чем на 50-летнюю перспективу, применяются современные технологии для строительства морских объектов, чтобы в течение этого срока были обеспечены работоспособность и обновление оборудования. Для освоения месторождения построены первые полупогружные буровые установки «Полярная звезда» и «Северное сияние», переданы заказчику – ООО «Газфлот». Данные платформы шестого поколения имеют возможность работать в мелкобитом однолетнем льду толщиной до 0,7м.

Для транспортировки газа в Единую систему газоснабжения России предполагается строительство газопровода «Мурманск – Волхов». Сжиженный газ будет отгружаться в танкеры – газовозы и доставляться потребителям морским путем[1].

Для успешной реализации проекта разработки Штокмановского месторождения имеются следующие необходимые предпосылки:

- наличие больших запасов газа обеспечивает стабильные долгосрочные поставки;
- имеется возможность диверсификации поставок – параллельное ведение поставок трубопроводного и сжиженного природного газа в Европу и в США с варьированием направлений в зависимости от рыночных условий;
- существует возможность существенного расширения производства газа в зависимости от рыночной ситуации;
- благоприятный состав сырья позволяет минимизировать затраты по очистке и подготовке газа;
- низкие температуры в регионе позволяют снизить энергозатраты на сжижение газа;
- отсутствие транзитных стран на пути природного газа Штокмановского месторождения в Германию повышает конкурентоспособность проекта;
- наличие развитой инфраструктуры на Кольском полуострове создает положительные предпосылки для реализации проекта;
- сравнительно небольшие расстояния от сырьевой базы до рынков сбыта (восточное побережье США, Канада, Мексика) обеспечат конкурентоспособность российского СПГ;
- отсутствие льдов и вечной мерзлоты – благоприятный фактор для разработки Штокмановского месторождения в сравнении с другими арктическими месторождениями.

«Газпром» пока не окончательно отказался от проекта, но не исключает, что Штокмановское месторождение будут осваивать уже потомки. Все

будет зависеть от конъюнктуры рынка, заявляют представители компании. По словам экспертов, из-за «сланцевой революции» в США «Газпрому» действительно выгоднее сосредоточиться на других проектах. В связи с необходимостью поиска пути повышения рентабельности месторождения и ввиду значительных затрат на освоение «Газпром» продолжает разработку проекта и корректировку планов, ищет новые технологические решения, проводит необходимые экспертизы и т.д. Иностранные партнеры также остаются в контакте с Газпромом в поисках технического решения сложных задач освоения.

Министерство энергетики РФ относит начало активной фазы освоения Штокмановского месторождения к 2025 г. с учетом конъюнктуры мирового нефтегазового рынка, которая сложится к этому времени[3].

Данный проект, несмотря на все отсрочки, будет введен в разработку ввиду своей большой значимости:

1. Штокман – стратегический российский проект для дальнейшей разработки арктического шельфа. Штокмановский проект открывает собой эпоху промышленного освоения Арктики[2].

2. Штокман на долгий срок укрепит энергетическую безопасность. По разведанным запасам природного газа Штокман сегодня входит в десятку крупнейших месторождений в мире, его запасы оцениваются в 3,9 трлн. куб. м природного газа и около 56 млн. т газового конденсата.

3. Диверсификация экспортной продукции и экспортных маршрутов

Газ, добытый в рамках Штокмановского проекта, определен в качестве ресурсной базы для поставок газа по трубопроводу «Северный поток» в страны Западной Европы, а также для производства российского СПГ, который впоследствии будет реализован на международных рынках[2].

Штокмановский проект создаст базу для переноса в Россию современных технологий управления, проектирования и производства промышленной продукции для освоения морских месторождений углеводородов и, что немаловажно, обеспечит загрузку производственных мощностей российских промышленных предприятий в условиях глобального экономического кризиса.

Актуальность освоения Штокмановского месторождения, скорее всего, будет и дальше снижаться по мере развития газодобычи на Ямале, поскольку сложность и объем технических и технологических проблем в рамках этих проектов (шельфового с одной стороны, и сухопутных – с другой) несопоставимы. Чтобы осуществлять эффективную экспансию на шельф, необходима соответствующая инфраструктура – транспортная, производственная, обеспечения.

Резюмируя приведенные выкладки, следует подчеркнуть, что на ближайшую и даже среднесрочную перспективу имеющийся отечественный технологический потенциал не позволяет рассчитывать на эффективное вовлечение в промышленный оборот углеводородных шельфовых ресур-

сов. Для его поднятия на необходимый уровень требуется масштабная и всесторонне выверенная государственная политика, направленная на перевооружение отрасли, на развитие транспортной и производственной инфраструктуры, на кадровое обеспечение столь высокотехнологичных и сложных проектов.

Проект разработки земных недр в условиях Арктики с помощью океанических производственно-транспортных комплексов настолько уникален, насколько трудоемок. Даже при шестикратной экономической привлекательности, он не нашел полной безоговорочной поддержки среди инвесторов.

Успешное освоение Штокмановского месторождения будет еще одним актом торжества разума над природой. Но когда-то и оно иссякнет. Необходимость в освоении новых ресурсов поставит перед человеком еще более сложную задачу. Интрига заключается в решении дилеммы: в борьбе разума и природы, в конце концов, кто победит раньше?

Список литературы

1. Штокмановский проект: Официальный сайт компании ПАО «Газпром» [электронный ресурс] // URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/> (дата обращения: 5.10.2016)
2. Штокмановское газоконденсатное месторождение: Официальный сайт компании «Штокман Девелопмент АГ» [электронный ресурс] // URL: <http://www.shtokman.ru/project/gasfield/> (дата обращения: 5.10.2016)
3. «Штокмановское газоконденсатное месторождение»: Официальный сайт РИА Новости [электронный ресурс] // URL: <https://ria.ru/spravka/20121113/742776016.html> (дата обращения 5.10.2016)

Научный руководитель: Мигунова С.В., канд. техн. наук, доцент.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Марахина А.С.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Западная Сибирь – богатая нефтегазоносная провинция. Макроэкономика региона создана приоритетно на добыче полезных ископаемых (нефти, газа, угля и др.).[1] Тут открыли более трехсот месторождений нефти и газа

И.М. Губкин в 1932 году выдвинул рабочее предположение о наличии месторождений нефти в Западно-Сибирской низменности. Новый прогноз, казалось, абсолютно не согласовывался с имевшимися в литературе сведениями о геологическом строении Западно-Сибирской низменности. На За-

падную Сибирь смотрели как на совершенно бесперспективную зону.[8] Несмотря на это, Губкин усиленно достигал развертывания в Западной Сибири разведочных трудов.[9] Но благодаря нефтяникам со своими экспедициями, таким как А.Г.Быстрицкий, Ф.К.Салманов, удалось, рискуя многим, добыть решающие аргументы в пользу перспективности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Благодаря упорному труду нескольких тысяч людей были открыты месторождения: Шаимское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Мегионское и др. 9 декабря 1961 г. Центральному комитету КПСС была направлена записка за подписью первого секретаря Тюменского обкома КПСС Б.Щербины об усилении искательских трудов и организации нефтегазодобывающей индустрии в Тюменской области.[9] Открытия больших месторождений доказали предположение Губкина о перспективности нефтегазоносности Западной Сибири. Черное золото отличалось хорошим качеством. Объединение Министерства геологии и защиты недр советского союза определило, что в данном регионе сформированы настоящие посылы с целью раскрытия неповторимой нефтегазоносной провинции не только СССР, но и всего мира.[9]

Нефтедобыча сконцентрирована в основном в Среднем Приобье[3] – (Самотлорское, Мегионское, Нижневартовское, Усть-Балыкское, Федоровское, месторождения в районе Сургута. Месторождения естественного газа в приполярном регионе – Медвежье, Уренгой, в Заполярье – Ямбургское, Иванковское. Новейшие месторождения обнаружены на полуострове Ямал[1] – наиболее крупном средоточием скопления ресурсов газа в Западной Сибири. Тут обнаружены уникальные газовые месторождения как Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Бованенковское (самое крупное) и др. В шельфе Карского моря обнаружены новейшие огромные газовые месторождения – Русановское и Ленинградское. (В связи с введением санкций Exxon Mobil никак не получилось прийти к договору с властями Соединенных Штатов Америки, для того чтобы продолжить проекты в Российской Федерации. В следствии совместные работы с «Роснефтью» по шельфовым разработкам были заморожены).[4]

В Ямало-Ненецком автономном округе добывается больше 95% отечественного газа и каждый 3-ий кубометр газа, получаемый в мире! Он обильнее нефтью и уступает в Российской Федерации согласно её резервам и добыче только лишь другому северному району Ханты-Мансийскому автономному округу. Его зачастую именуют «регионом новейших нефтяных городов» (Нижневартовск, Сургут), где добывается более 50% российской нефти.[3] Он считается на сегодняшний день и останется на несколько десятилетий основной нефтяной базой Российской Федерации.[2] Черное золото и голубое топливо тут обладают высочайшим качеством. Черное золото отличается легкостью, малосернистостью, обладает большим выходом легких фракций, в её состав входит попутный газ, являющийся ценным химическим сырьём. Голубое топливо включает 97% метана, редчай-

шие газы и совместно с этим в нём не имеется серы, немного азота и углекислоты. [3]

Основными направлениями в перспективном развитии ТЭК Западно-Сибирского района будут следующие:

- на полуострове Ямал активное формирование нового центра газодобычи, который в перспективе станет одним из основных для развития газовой отрасли России. На Ямале будет производиться до 360 млрд. куб. м голубого топлива;[5]

- освоение новых уникальных месторождений; [7]

- строительство новой системы газопроводов, выполнение крупнейших проектов;[7]

- кампания рассматривает возможность добычи на месторождении в Карском море через 5–7 лет;[4]

- нефтедобыча на Самотлоре путем совершенствования методов; (многостадийное ГРП, ЗБС, благодаря которым в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудно извлекаемые запасы нефти, добыча которых прежде не представлялась возможной);[6]

- увеличение добычи нефти, в том числе и за счет добычи из низкопродуктивных пластов, (применение новых ресурсосберегающих методов добычи).[7]

В Сибири высокие темпы изучения резервов в большей степени неоконченных отложений привели к увеличению части низкопродуктивных запасов и ресурсов нефти и газа, размер каковых в наше время составляет несколько 10-ов млрд. тонн. Принимая во внимание, то, что в Российской Федерации большая степень добычи вероятна только лишь из-за нефтегазоносных недр Западной Сибири, освоение данных низкопродуктивных запасов и ресурсов, и в особенности группы трудноизвлекаемых, считается беспристрастной потребностью.

Изменения в структуре ресурсов и резервов нефти и газа Западной Сибири следует учитывать при разработке долговременной стратегии нефтедобычи. Несомненно, то что последующее формирование должно следовать с повышением вложений в разведку и исследование месторождений, соответственным изменению качества сырьевой базы, а кроме того с формированием и быстрым освоением новейших очень эффективных технологий извлечения нефти, в особенности для трудноизвлекаемых запасов.

Таким образом, открытые месторождения полезных ископаемых – лишь доля потенциала северных территорий и акваторий Российской Федерации. С целью их раскрытия, предоставления долговременного стабильного формирования данных сырьевых баз следует осуществлять геологоразведочную деятельность.[10]

Список литературы

1. <http://works.doklad.ru/view/N-sVc41hjEQ/all.html>
2. <http://www.geomirror.ru/gemirs-236-1.html>
3. <http://xreferat.com/18/867-2-zapadnaya-sibir.html>
4. <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/dobychi-v-karskom-more.html>
5. <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/mega-yamal/>
6. <http://fedpress.ru/article/1699739>
7. <http://knigi.link/regionalnaya-ekonomika/perspektivy-i-razvitiya-zapadnoy.html>
8. В.В.Алексеев, В.А.Ламин, Прометей сибирской нефти, Свердловск, Средне-Уральское книжное издательство, 1989 г, 269 стр.
9. Д.А. Редин, Н.Б. Патрикеев, Очерки истории Югры, Екатеринбург, издательство Волот, 2000г, 408 стр.
10. <http://mirznanii.com/a/305942/stanovlenie-osvoenie-i-dinamika-razvitiya-neftegazovogo-kompleksa-zapadnoy-sibiri>
11. И.А.Погребная, С.В.Михайлова К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. Статья. В мире научных открытий. Материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6-2 (39) – Красноярск, Научно-Инновационный центр, 2016. – с.136-140.

Научный руководитель – Погребная И.А., канд. пед. наук, доцент

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИТНОГО ПОКРЫТИЯ С КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТЬЮ И УСТОЙЧИВОСТЬЮ К ОБЛЕДЕНЕНИЮ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ

Морозова З.В.

Ухтинский государственный технический университет

Актуальность данного исследования обусловлена важностью развития методов оценки опасности коррозионного повреждения магистральных газонефтепроводов вследствие воздействия атмосферной коррозии и обледенения. Причина столь серьезного отношения к атмосферной коррозии металлов кроется в обусловленных ею многомиллиардных прямых и косвенных потерях. Общий фонд металлоконструкций и металлоизделий, подверженных коррозионным атмосферным воздействиям, постоянно растет, а средства защиты разрабатываются крайне медленно. Это приводит к возрастанию коррозионных потерь во времени. [1]

Перенос добычи углеводородов на Арктический шельф и в районы Крайнего Севера остро ставит вопросы не только обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов и резервуаров, но и экологической и промышленной безопасности этих объектов. Подавляющее количество машин и оборудования работает в экстремальных условиях воздействия высоких нагрузок, агрессивных сред и повышенных температур. Особенно остро стоит вопрос защиты конструкций, эксплуатируемых в зоне переменного смачивания, например райзеров шельфовых трубопроводов и опор стационарных платформ, так как совместное воздействие коррозии и обледенения в этой зоне приводит к синергетическому эффекту и значительно сокращает ресурс работы подверженных воздействию конструкций. Необходимость проведения работы вызвана с одной стороны сложившейся тенденцией к промышленному освоению территорий Крайнего Севера и Арктического шельфа, с другой стороны – тенденцией к импортозамещению технологий и материалов, позволяющих эффективно бороться с коррозией и обледенением металлических конструкций в условиях повышенной влажности, низких температур и, особенно, эксплуатируемых в зоне переменного смачивания. Перспективным путем повышения ресурса и надежности оборудования и трубопроводов является модифицирование его поверхности. Решение этой проблемы можно осуществить разработкой методов и технологий конструирования и нанесения защитных покрытий конструкций с коррозионной стойкостью и устойчивостью к обледенению. На основании аналитических и экспериментальных исследований в результате работы будет разработана многослойная композитная конструкция защитного покрытия и подобраны его компоненты.

В условиях Крайнего Севера, и особенно в зонах пересечения водоемов конструкции подвергаются двум специфическим воздействиям: коррозии в зоне переменного смачивания и обледенению, что приводит к значительному сокращению ресурса работы.

Научная новизна предлагаемого композитного покрытия заключается в применении подхода конструирования стеклопластиковых композиционных материалов (послойных сэндвичевых конструкций) для создания многофункционального защитного покрытия для стальных конструкций, в том числе сложной конфигурации, нанесение которого возможно непосредственно в условиях эксплуатации таких конструкций.

Атмосферная коррозия – разрушение трубопровода в атмосфере воздуха или любого влажного газа. Большое влияние на атмосферную коррозию металлов оказывает температура. При переходе от отрицательных к положительным значениям температуры, коррозионная агрессивность повышается вследствие более интенсивного протекания электрохимических процессов. [2]

Рассматривая особенности атмосферной коррозии металлов, можно отметить, что в условиях средней – 60–70 %, а тем более повышенной –

90–100 % относительной влажности воздуха она протекает под водной пленкой электролита. Последняя образуется в результате конденсации влаги на плоской металлической поверхности, и более легко в узких зазорах, щелях капиллярах в процессе капиллярной конденсации, когда понижено давление насыщенного пара воды. Затем в возникшей пленке растворяются атмосферные газы, чаще всего имеющие кислотный характер – HCl, SO₂, SO₃, NO₂. Наличие в атмосфере выбросов хлора ведет в результате его гидролиза к существенному подкислению поверхностной пленки влаги. Наличие в ней растворенного кислорода и сравнительно низкая величина водородного показателя среды, которая в результате кислотных дождей может достигать pH=3,4, создают возможность для параллельного протекания катодного процесса с кислородной и водородной деполяризацией. Следует учесть, что эти процессы требуют участия воды. [3]

Под обледенением понимается процесс отложения льда на поверхности объекта. Оно происходит в результате охлаждения поверхности конструкции до отрицательной температуры и кристаллизации на ней воды. По многолетним наблюдениям обледенение может произойти, если на сооружение попадает вода из моря (морское обледенение), из атмосферы (атмосферное обледенение) или из моря и атмосферы одновременно (смешанное обледенение). [4]

Совместное воздействие атмосферной коррозии и обледенения приводит к синергетическому эффекту, что значительно ускоряет процесс коррозии.

Широкое распространение защиты оборудования от коррозии получили лакокрасочные покрытия, которые служат барьером, препятствующим диффузии и ограничивающим доступ агрессивной среды к защищаемой поверхности. При введении в лакокрасочные материалы ингибиторов коррозии защитное действие покрытий усиливается.

Лакокрасочные материалы (ЛКМ) – это поверхностные пленкообразующие покрытия, способные при нанесении их на окрашиваемую поверхность высыхать с образованием твердой и прочной пленки. [5]

Предполагаемое к разработке защитное композиционное покрытие с повышенной коррозионной стойкостью и устойчивостью к обледенению имеет многослойную конструкцию (для обеспечения требуемых эксплуатационных характеристик таких, как высокая коррозионная стойкость, прочность, адгезия, стойкость к обледенению), состоящую как минимум из двух слоев: наружного защитного слоя (контактирующего с агрессивной средой) и внутреннего слоя (подложкой, обеспечивающей адгезию защитного слоя к защищаемому материалу).

Принцип действия разрабатываемого покрытия основан на образовании воздушного барьера над защитным (гидрофобным или супергидрофобным) слоем. Поверхность покрытия будет взаимодействовать с молекулами воздуха, создавая барьер, а затем с влагой и агрессивными средами.

Список литературы

1. Розенфельд, И. Л. Атмосферная коррозия металлов. / И. Л. Розенфельд. – Москва: Изд-во АН СССР, 1960. – 372 с.
2. Вигдорович, В. И. Особенности атмосферной коррозии металлов / В. И. Вигдорович, Н. В. Шель, А. Г. Крылова // Вестник ТГУ, 2001. – № 6. – 279 с.
3. Розенфельд И. Л., Персианцева В. П. Ингибиторы атмосферной коррозии. / И. Л. Розенфельд, В. П. Персианцева. – Москва: Наука, 1985. – 278 с.
4. Сальников, А. В. Нефтегазовые трубопроводы на арктическом шельфе: Методические указания. Ч. 2: Ледовые воздействия. – Ухта: Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2013. – 44 с.
5. Игнатъев, Р. А. Защита техники от коррозии, старения и биоповреждения: учебник для ВУЗов. / Р.А. Игнатъев, А. А. Михайлова. – Москва: Россельхозиздат, 1987. – 346 с.

Научный руководитель – Сальников А.В., канд. техн. наук, доцент

КОНЦЕПЦИЯ ОСВОЕНИЯ РУСАНОВСКОГО И ЛЕНИНГРАДСКОГО ГКМ

Пантелеев В.О.

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

Ямальская нефтегазоносная область расположена в северной части Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Как на суше части, так и на шельфе ЯНАО, располагается колоссальное количество запасов углеводородов. Нефтегазоносные районы Ямала территориально разделены на три группы Бованенковская группа, Тамбейская группа, Южная группа (рисунок 1).

Суммарный запас месторождений Бованенковской группы (Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштерское), включая и акваториальную часть, по предварительной оценке, составляет порядка 8 трлн. м³. Учитывая затраты на создание инфраструктуры, станций по подготовке, транспортировке продукции, прокладку трубопроводов эту группу месторождений, необходимо разрабатывать в комплексе.

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



Рисунок 1 – Районы первоочередного освоения Ямальской НГО

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

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

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

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

Данный вариант самый капиталозатратный из представленных.

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

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

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

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

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

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

При подтверждении наличия запасов на Скуратовской структуре, может быть потребуется дополнение к концепции освоения, для объединения месторождений в комплекс.

Список литературы

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999.
2. Мирзоев Д.А. Нефтегазопромысловые сооружения мелководного шельфа. – М.: Изд. ВНИИОЭНГа, 1992.
3. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела. Том 1. Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых сооружений – М.: Изво ООО «День Серебра», 2009 – 288 стр.
4. Российская газовая энциклопедия. Т. 2 /Гл. ред. Вяхирев Р.И./ Науч. изд. «Большая советская энциклопедия». – М., 2005 – 525 с.
5. Аненков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. – М.: ООО «Газоил пресс», 2010. – 304 с.
6. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазовое дело. Полный курс. Долгосрочный: ИД «Интеллект», 2009 – 800 с.
7. Концепция энергетической стратегии России на период до 2030 года. Приложение к журналу «Энергетическая политика». – М.: Изд. ГУ ИЭС, 2007. – С.45–56.

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

ПОИСК НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Протасов А.В.

Тюменский индустриальный университет

Ввиду того, что по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» добыча нефти из низкопродуктивных пластов с каждым годом увеличивается (рисунок 1) (по состоянию на 01.01.2015 года она составляет более 55%) и более 70% оставшегося для бурения проектного фонда добывающих скважин сосредоточены в районах с ухудшенной структурой остаточных запасов, с планируемой эффективностью по дебиту нефти на уровне 10 т/сут (рисунок 2), то поиск новых технологий эксплуатационного бу-

рения и усовершенствование применяемых, является одной из главных задач, стоящей перед специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

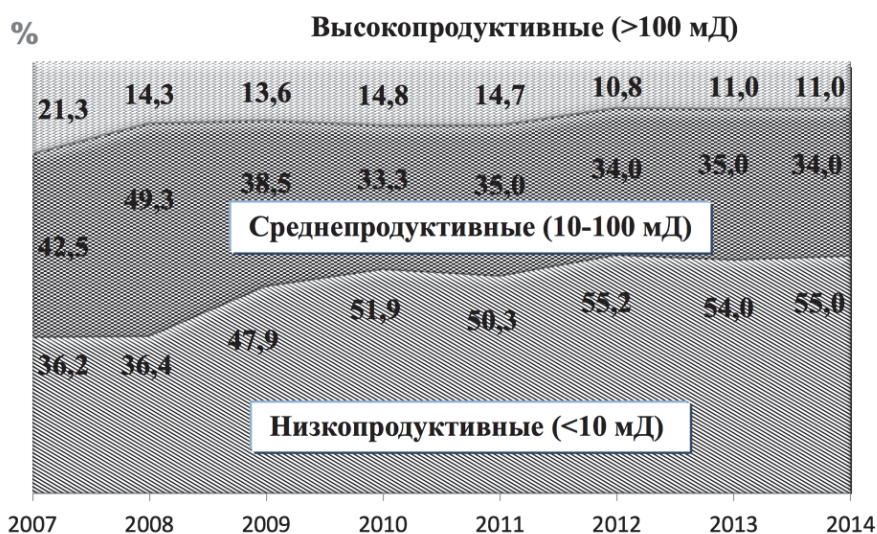


Рисунок 1 – Распределение годовой добычи по типу коллекторов

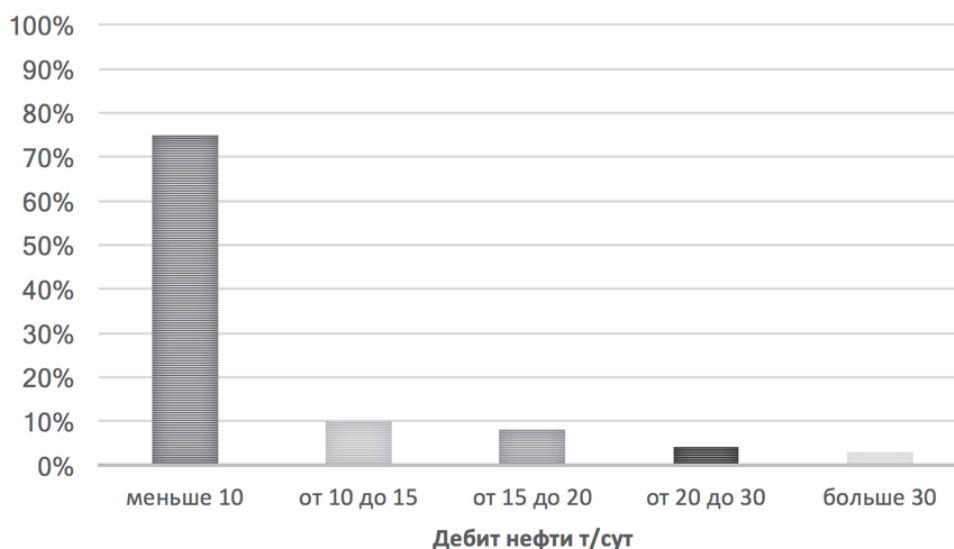


Рисунок 2 – Распределение оставшегося для бурения проектного фонда скважин по дебиту нефти по месторождениям ООО «ЛЗС»

Начиная с 2010 года в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» начаты масштабные опытно – промышленные работы в области строительства и заканчивания скважин, совершенствования разработки, вовлечение неактивных запасов. Более 30% апробированных технологий переведены в промышленную эксплуатацию (рисунок 3).

Наиболее успешные и значимые из них, это бурение горизонтальных скважин «на депрессии», бурение горизонтальных скважин с проведением

многозонных ГРП, бурение вторых стволов с горизонтальным окончанием с многозонным ГРП (AbrasiFrac), а также бурение многозабойных горизонтальных скважин с 2–5 стволами. [1]

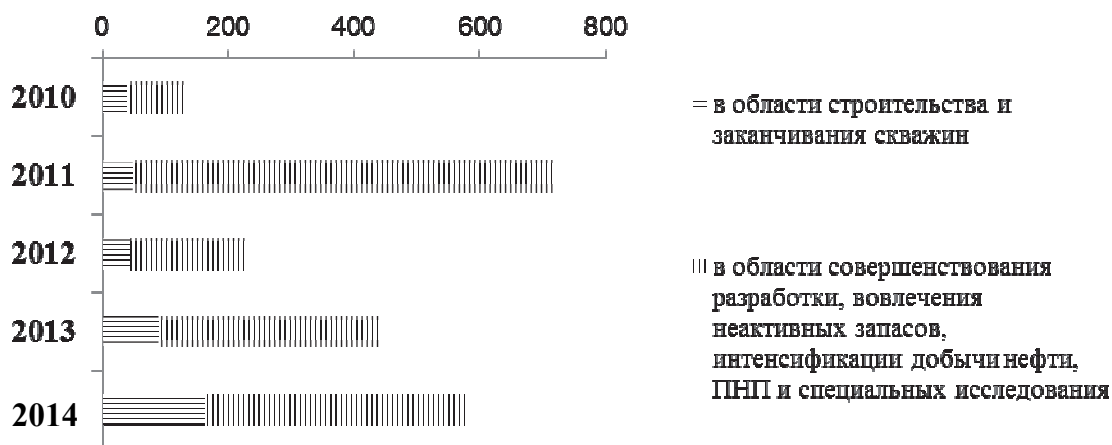


Рисунок 3 – Количество ОПР в ООО «ЛЗС»

Первый опыт бурения многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» относится к 2009 году, были введены две «двуствольные» скважины на Кечимовском и Дружном месторождениях на пласты АВ2 и БС11 соответственно.

В 2012 году начато разбуривание участка разведочной скважины 144Р (Кечимовское месторождение). Район бурения был представлен высокопродуктивным коллектором пласта АВ₂ с отсутствием глинистой перемычки и увеличением проницаемости к подошвенной части пласта, что не позволяло эффективно вовлечь данные запасы в эксплуатацию стандартными наклонно-направленными скважинами.

Принято решение о бурении на участке многоствольных горизонтальных скважин, пробурены 2 МЗС, суммарный входной дебит 141 т/сут, при 250 т/сут по жидкости, в настоящее время скважины работают 77 т/сут по нефти с обводненностью 70%. Поддерживается режим «щадящей» эксплуатации скважины, динамический уровень около 100 м.

Следующим шагом стало применение МЗС на Лас-Еганском месторождении в схожих геологических условиях, также на пласте АВ₂. Входной дебит и динамика работы первой же пробуренной многоствольной разветвленной скважины 3330Г (qж – 109 т/сут; qн – 77 т/сут) сняли все вопросы о применении МЗС в условиях высокопродуктивных контактных коллекторов.

Положительные результаты, полученные при проведении опытных работ в 2009–2012 гг. дали основу для дальнейшего развития и внедрения данной технологии на месторождениях Западной Сибири в границах деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», и уже в 2013 году было

пробурено 18 скважин, из них 15 на пласты группы АВ Кечимовского, Нивагальского и Лас-Еганского месторождений.

По совокупности полученных результатов по технике, технологии бурения и эксплуатации многоствольных разветвленных скважин данная технология из стадии ОПР была переведена в промышленные и стала массово тиражироваться на другие месторождения по всем территориально производственным предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Всего же на данный момент пробурено более 70 горизонтальных многозбойных скважин. 50% всех МЗС приходится на пласты группы АВ, 25% на пласт ЮВ1 и 25% распределены по другим объектам (БВ, БС, ВК, ЮВ1/4, ЮВ2). [2]

В данном случае опробование технологии было направлено на вовлечение в разработку залежей и участков с высокопроницаемыми коллекторами, представленных, в основном контактными запасами. Выбор данных условий определен таким образом, что бы на начальном этапе ОПР с наименьшей долей риска получить наиболее возможный эффект, чем для коллекторов отвечающим другим критериям (низкая проницаемость, тонкое чередование, пропущенные ранее углеводороды и др.)[3]

Применение многоствольных горизонтальных скважин в условиях коллекторов средней проницаемости (10–50 мД) начаты на пластах АВ₁³ и ЮВ₁ на Нивагальском и Малоключевом месторождениях. Первые результаты также свидетельствуют о перспективности метода, полученные дебиты нефти варьируются от 30 до 60 т/сут. Намечено проведение ОПР на коллекторах с проницаемостью до 10 мД.

Применение МЗС в условиях пониженных проницаемостей ставит вопрос о формировании систем ППД для скважин данной конструкции. В настоящее время применяются площадные системы разработки, как с наклонно-направленными, так и с горизонтальными нагнетательными скважинами. Но делать какие-то выводы об их эффективности пока не представляется возможным.

Список литературы

1. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами / Р.Х.Муслимов, Э.И.Сулейманов, Р.Г.Рамазанов, И.Н.Хакимзянов и др. // Мат. совещания (г. Альметьевск, сентябрь 1995 г.) «Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения».

2. Обоснование и внедрение технологии строительства скважин с разветвленно-горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / П.П. Подкуйко, Д.Л. Бакиров, И.К. Ахметшин, М.М. Фаттахов, // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2013. – № 9. – С. 27–29.

3. Хакимзянов И.Н. Совершенствование разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин на основе математического моделирования. Диссертация на соискание ученой степени канд. тех. наук. Бугульма, 2002. 161 с.

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

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С МНОГОСТАДИЙНЫМИ ГИДРОРАЗРЫВАМИ ПЛАСТА

Скачков М.В.

Тюменский индустриальный университет

Актуальность: Известные методы разработки залежей углеводородов на территории Российской Федерации, основанные на эксплуатации вертикальных и наклонно направленных скважин, позволяют извлечь из пластов 10–60 % запасов. Особенно низкий коэффициент извлечения в карбонатных коллекторах, в залежах, содержащих нефть с аномальными свойствами. Доля запасов углеводородов, относящихся к трудноизвлекаемым (что обусловлено низкой проницаемостью коллекторов, высокой послойной и зональной неоднородностью, малой эффективной толщиной коллекторов, высокой вязкостью нефти, наличием газовых шапок и обширных водонефтяных зон), неуклонно возрастает и достигает по ведущим нефтегазодобывающим регионам страны 60–80 %. Поэтому актуальность проектирования и разработки технологии, позволяющих повысить коэффициент извлечения углеводородов, не вызывает сомнения.

Другая проблема, актуальная для нефтегазодобывающего комплекса страны – рациональная разработка уже частично выработанных и обводнённых месторождений, т.е. доработка месторождений. Это обусловлено тем, что большинство крупных месторождений Западной Сибири, Урало – Поволжья вступили в третью и четвёртую стадии разработки. За последние 10 лет запасы нефти со степенью выработанности более 80 % возросли почти в 3 раза.[1]

В связи с этим проектирование и практическое применение высокотехнологичных скважин в настоящее время является приоритетным. Из общих представлений об особенностях строительства и эксплуатации, к высокотехнологичным скважинам можно, очевидно, отнести следующие:

- горизонтальные скважины с проведением в них множественных гидроразрывов пласта;
- горизонтальные скважины со значительной (более 1 км) протяженностью горизонтального участка в продуктивном пласте;

- горизонтальные скважины со сложной разветвленной архитектурой (многозабойные, многоствольные и т.п.) с различными уровнями по классификации ТАМЛ;
- горизонтальные скважины, имеющие при небольшой глубине залегания пласта сквозной выход забоя на поверхность;
- горизонтальные скважины с предельными отходами забоя от устья до 5–10 километров и более.[2]

В данной работе будет сделан акцент на технологию МГРП в горизонтальных скважинах. Особенностью которой для современного этапа разработки нефтяных месторождений, как в мире, так и в России является то, что доля высокотехнологичных ГС в последние годы неуклонно растет. В связи с этим рассмотрим опыт компании ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», которая наряду с другими отечественными компаниями способствовала развитию данной технологии.

В соответствии с принятой программой ОПР в 2011 г. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» впервые в России разработала масштабную программу ОПР по внедрению указанной технологии. С целью увеличения охвата пласта дренированием большинство ГС (с длиной ГУ 500–800 м) бурят 40 перпендикулярно вектору максимального горизонтального напряжения. Затем ГУ обсаживают хвостовиком 114 мм, оборудованным разбухающими пакерами и портами гидроразрыва. Большинство ГС оборудованы для проведения пятizonного (через 100 м) гидроразрыва пласта. Пилотные испытания показали высокую эффективность новой технологии.

В 2011 г. дебит нефти по ГС с МсГРП составил 76 т/сут, дополнительная добыча нефти – 184 тыс.т. Более 90% всех операций выполнено успешно, что сопоставимо с результатами ГРП в ННС. По сравнению с базовой технологией кратность роста входных показателей составляет 2,5 раза, а по основным объектам Тевлинско-Русскинского и Урьевского месторождений – 3,1 раза. Проведенное ЗБ-моделирование показало, что в пластах с проницаемостью 25 мД применение ГС с МзГРП (по сравнению с ННС и ГРП) за 30 лет увеличит КИН – на 5%, а при проницаемости 5 мД – на 33% (отн.).

Стоит отметить результаты ОПР, проведенных НК «ЛУКОЙЛ» по внедрению технологии ГС+МзГРП на 96 скважинах 15 месторождений Западной Сибири. Наибольшее (78%) количество операций проведено в скважинах пластов группы Ю. Здесь бурение ГС с поинтервальными ГРП обеспечило рост дебитов – в 2,7 раза по сравнению с базовой технологией. Авторы работы [95] с учётом особенностей геологического строения объектов разделили скважины с МзГРП на четыре группы: ЧНЗ – с хорошими экранами; ЧНЗ – с хорошими экранами, однако в кровле или подошве пласта выделены пропластки с низкими ФЕС и недонасыщенные нефтью; с наличием в пределах пласта переходной зоны и ВНК; с низкой (30–40%) нефтенасыщенностью. Наиболее высокая эффективность работ получена в скважинах первых двух группах, входной дебит нефти по ним превышал 40 т/сут.

Так же следует отметить в зависимости от условий в одной горизонтальной скважине можно выполнить от двух – до нескольких десятков гидроразрывов (в мире в одной скважине максимально выполнено около 60 операций гидроразрыва пласта). ОАО «ЛУКОЙЛ» совместно с Weatherford реализовало программу строительства горизонтальных скважин с поинтервальными гидроразрывами пласта (по технологии ZoneSelect) на Урьевском и Тевлинско-Русскинском месторождениях (пласт ЮВ1). В открытый ствол длиной 500 м спускалась компоновка НКТ-114 мм с набухающими пакерами и циркуляционными клапанами. Для проведения гидроразрыва спускались НКТ-89 мм. Далее выполняли четыре операции ГРП с закачкой 40 т проппанта в каждый циркуляционный клапан. В начале продавки, для открытия следующего циркуляционного клапана, в скважину сбрасывали шар из композитного материала. В январе-феврале 2011 г. запущены в работу первые три добывающие ГС с МГРП.

Сообщается, что в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» обычные ГРП в ННС применяют более двух десятилетий. Всего выполнено более 12 тысяч гидроразрывов, дополнительная добыча нефти превысила 24 млн.т. В 2011 г. в обществе провели более 1300 ГРП, испытали более 20 технологий гидроразрыва, в отдельные скважины закачивали сотни тонн проппанта.[3]

В последние годы прошли испытание новые технологии ГРП:

- с ограничением высоты трещин (линейные гели, жидкости разрыва на основе ПАВ, создание механических барьеров при закачке специального проппанта);
- изменяющие ОФП пласта по воде (в жидкости разрыва добавляли модификаторы фазовой проницаемости, проппанты с гидрофобным покрытием);
- влияющие на проводимость трещин и снижающие негативное влияние жидкости разрыва на проницаемость пласта (азотно-пенные ГРП; жидкости разрыва, армированные саморастворяющимися органическими волокнами и пр.);
- с проведением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах и поинтервальных ГРП в наклонно направленных скважинах [4].

В связи с этим задачи проектирования разработки новых месторождений, прогнозирование добычи на уже введенных в эксплуатацию объектах, и уточнение параметров влияющих на производительность ГС с МГРП являются важными. Существует множество моделей, описывающих динамику дебита горизонтальной скважины с одиночной продольной трещиной или системой перпендикулярных трещин.

В данном исследовании хотелось бы уточнить ключевые факторы влияющие на дебет жидкости рассматривается применение Модели Ли для уточнения основных параметров влияющих на производительность горизонтальных скважин. Модель выведена с использованием метода гидрав-

лических сопротивлений. В модели Ли рассматривается два подхода: без учета притока в горизонтальный ствол; с учетом притока в частично перфорированный горизонтальный ствол. Используя второй вариант расчет проводился по 47 горизонтальным скважинам с МГРП объекта ЮС1 Тевлинско-Русскинского месторождения.

Анализ чувствительности показал, что ключевые факторы, влияющие на дебит жидкости:

- длина горизонтального ствола,
- количество трещин ГРП.
- полудлина трещины.

Выводы:

К настоящему времени имеется достаточно большой опыт проведения МГРП и хорошо развиты технологии по проведению гидроразрыва, позволяющие минимизировать риски неудачных операций.

При проведении многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах проводят необходимые исследовательские работы по контролю за распространением трещин в около скважинном пространстве с помощью самых современных технических средств и оборудования.

Таким образом, несмотря на высокую стоимость, инновационная технология, предусматривающая применение многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, на сегодняшний день является фактически безальтернативным методом освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в ультранизкопроницаемых коллекторах месторождений Западной Сибири и других регионов страны.

Список литературы

1. Бердин Т.Г. «Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин» – М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
2. Черевко М.А. Янин А.Н., Янин К.Е. «Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта» – Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2015. – 268 с.
3. Макиенко В.В. Гидроразрыв в западносибирском формате /А.С. Валиуллин, И.А. Самойлова // Нефтесервис – 2013, № 4
4. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Исследование горизонтальных скважин: Учебное пособие. М.:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.

Научный руководитель: Коровин К.В., канд. техн. наук, доцент.

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИХРЕВЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Телепко А.С.

Санкт-Петербургский горный университет

Одна из немаловажных задач экономики России – разработка и реализация энергосберегающих технологий, позволяющих наиболее эффективно использовать как первичные, так и вторичные энергоресурсы [1]. Так, в нефтегазовой промышленности имеются процессы, в которых потенциальная энергия давления углеводородных газов либо полностью теряется при расширении (газораспределительные станции и подстанции, отбор природного газа из подземных хранилищ и др.), либо утилизируется с минимальной эффективностью (установки низкотемпературной сепарации на основе эффекта Джоуля-Томпсона).

Возможные пути решения этой проблемы заключаются в следующем:

- выработка экологически чистого холода при температуре от -20 до -30 °С для замораживания и длительного хранения продуктов;
- генерация холода для технологических целей с более высоким КПД, чем дросселирование (подготовка углеводородного газа к транспорту, получение топливного газа для газопоршневых и газотурбинных электростанций).

Одним из способов генерации холода за счет избыточного давления технологического газа, которое безвозвратно теряется при дросселировании, является использование вихревых установок на базе вихревых труб. Холод используется для низкотемпературного разделения газовых смесей [2].

В последнее время все большую популярность в газовой, нефтедобывающей и химической промышленности приобретают весьма простые, надежные и достаточно эффективные генераторы холода – регулируемые вихревые трубы Ранка-Хилша [3]. От обычных вихревых труб они отличаются наличием механизма плавного изменения площади соплового ввода, что позволяет разработчикам установок очистки и осушки газов естественным образом включать их в схемы АСУ ТП.

Вихревой эффект (эффект Ранка-Хилша) реализуется за счет перепада давления газа и заключается в снижении температуры центральных слоев закрученного потока и нагреве периферийных слоев. Начало реального применения этого эффекта в технике приходится на середину пятидесятых годов, в первую очередь в малорасходных вихревых трубах индивидуального кондиционирования, где рабочим телом служил воздух. С тех пор происходит расширение диапазона производительности и области применения вихревых труб, в том числе в химической, газовой и других высокопроизводительных отраслях промышленности.

В вихревых аппаратах прельщает их простота и надежность в работе, так как они не имеют движущихся частей. Основные элементы вихревой

трубы (рис.1): вихревая камера с тангенциальным сопловым вводом, диафрагма, примыкающая к камере, и вентиль на горячем конце трубы для обеспечения необходимого соотношения потоков.

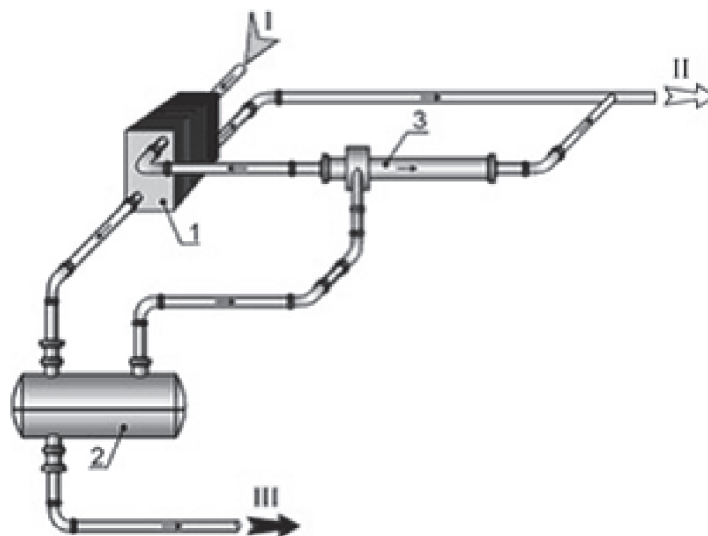


Рисунок 1 – Схема вихревой установки: 1 – теплообменник; 2 – сепаратор; 3 – вихревая труба; I – исходный газ; II – газ потребителю; III – конденсат

Исходный газ (I) поступает в теплообменник 1, где охлаждается холодным потоком, выходящим из вихревой трубы 3. При снижении в теплообменнике 1 температуры исходного газа происходит конденсация содержащихся в нем паров с образованием конденсата (III), который отделяется от газа в сепараторе 2. Далее газ поступает на вход вихревой трубы 3, где происходит его расширение с одновременной закруткой и разделением на два потока – холодный и горячий (эффект Ранка-Хилша). Холодный поток направляется в теплообменник 1, после которого он смешивается с горячим потоком. Смешанный поток (II) идет по назначению.

Полученный таким простым способом холод используется в технологических целях, обычно для конденсации целевых продуктов, очистки и осушки газов и др. Потенциал горячего потока также может быть реализован, например, для получения перегретого пара, если рабочим телом служит водяной пар.

По термодинамической эффективности вихревые трубы занимают промежуточное положение между дросселем и детандером. Однако, по своей конструктивной простоте, небольшим габаритам и по способности надежной работы на газах, содержащих жидкие и твердые включения, не идет в сравнение с таким сложным устройством, как турбодетандерный агрегат. Особенно выгодно применять вихревые трубы на технологических потоках газа, энергия давления которых безвозвратно теряется при дросселировании.

Закрученный поток дает возможность получить не только холод и тепло, но и осуществить эффективное отделение конденсата, обеспечивая одновременно очистку и осушку технологического газа. Для этого разработаны т.н. трехпоточные вихревые трубы, где в качестве третьего потока из аппарата выводится сконденсированная и отсепарированная жидкость. В этом случае возможно применение только одной вихревой трубы без дополнительного оборудования, например, для подготовки природного газа к транспорту.

Таким образом, возможна реализация следующих технологий с использованием эффекта Ранка-Хилша:

- Выделение целевых продуктов из продувочных газов, метанола и других производств (степень извлечения 90-99 %).
- Осушка воздуха и других газов и газовых смесей (точка росы от +5 до -70°C) при отношении давлений вход/выход не менее 2,0.
- Низкотемпературная сепарация природного газа (с увеличением выхода газового конденсата по сравнению с обычным дросселированием).
- Очистка природного газа на ГРС от конденсата (углеводороды С 6+) со степенью очистки до 90%.
- Получение холода на ГРС и ГРП (на уровне от -10 до -30°C) для продуктовых холодильных камер и других целей.
- Подогрев природного газа на ГРС вместо огневого подогревателя.
- Очистка попутных газов нефтедобычи от высших углеводородов при отношении давлений не менее 1,2.
- Концентрирование кислого газа (продукта переработки природного газа, содержащего сероводород и диоксид углерода) по сероводороду с увеличением концентрации последнего с 45 до 90%.
- Генерация холода (тепла) на любом газе или газовой смеси при имеющемся перепаде давления с их дальнейшим использованием по усмотрению заказчика.

По сравнению с традиционными генераторами холода вихревые трубы обладают рядом преимуществ:

- Значительно большая холодопроизводительность по сравнению с дросселированием; возможность охлаждения газов и газовых смесей независимо от знака интегрального дроссель – эффекта;
- Конструктивная простота, компактность, безопасность и надежность в промышленной эксплуатации по сравнению с более эффективными, но и значительно более сложными и дорогостоящими генераторами холода (детандеры, пульсационные охладители газа и др.);
- Возможность работы на агрессивных и взрывоопасных газах содержащих жидкие и твердые включения;
- Автоматическое регулирование в широком диапазоне расхода газа (20–100%) с относительно небольшим изменением температурного режима; работа в режиме регулирующего клапана; автоматическое поддержание соотношения потоков;

- Легкость в обслуживании и поддержании технологического режима;
- Низкие капитальные затраты.

Вихревые установки нашли применение в газовой промышленности, для отработки скважин. В нефтедобывающей отрасли эксплуатируются вихревые установки очистки попутных газов от гомологов метана и сернистых соединений. Очищенный газ используется как топливо для собственных нужд промысла. В химической промышленности работают установки по выделению метанола из продувочных газов стадии синтеза.

Список литературы

1. В. Бетлинский, М. Жидков, В. Овчинников, Д. Жидков. Экспериментальное исследование термодинамической эффективности регулируемой вихревой трубы на природном газе // Нефтегазовые технологии – 2009
2. НПП ЭКОЭНЕРГОМАШ. Вихревые установки для низкотемпературного разделения газовых смесей. Дата публикации: 04.05.2016
3. Рябов А.П., Гусев А.П., Жидков М.А., Жидков Д.А. Трехпоточные вихревые трубы в нефтедобывающей и газовой промышленности (аналитический обзор) // Нефтегазовые технологии – 2007, с. 2–7.

Научный руководитель – Крапивский Е.И., д-р геол.-минерал. наук, профессор

ОСВОЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ МИРОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Томашик В.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Энергетическое благополучие планеты в 21 веке непрерывно связано с активным освоением морских месторождений нефти и газа. Нефть и газ добывают в акваториях 53 стран, более чем на тысяче месторождений. В 2001 году объемы нефти и газа, добытых с морских месторождений составили 35%, примерно 1095 млн. т нефти, и 31,6%, примерно 750 млрд. м³ газа. Морские месторождения являются важнейшей частью мирового комплекса нефти и газа.

Барнецево, Печорское и Карское моря являются ведущими морскими месторождениями нефти и газа в России. По прогнозам, примерно, 85% потенциальных ресурсов газа, нефти и конденсата сосредоточены в недрах российского шельфа всех внутренних и окраинных морей. Шельфы именно этих морей являются объектами первоочередного изучения, подготовки ресурсной базы и формирования новых районов нефти и газа.

Месторождения арктического шельфа России отличаются от других труднодоступностью из-за удалённости от берега, суровых климатических условий, следовательно, освоение и обустройство этих месторождений требуют внушительных денежных затрат. Разработка рациональных схем обустройства морских месторождений является важной основной задачей, которая позволит сократить затраты на освоение месторождений нефти и газа континентального шельфа Российской Федерации.

Истощение нефтегазовых запасов на материках и мировой энергетический кризис определил необходимость все более и более направить силы и ресурсы на освоение ресурсов нефти и газа морского дна, содержащее в себе почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше.

Примерно 22% поверхности Мирового океана, а это 80,6 млн. км², занимает окраина материков, которая состоит из трех зон: материкового склона и подножья. Из общей площади да морей и океанов действительно важны для нефтегазовой промышленности около 75 млн. км², из которых 19,3 млн.км² приходится на шельф, 20,4 млн.км² приходится на материковые склоны и 35 млн.км² на материковых подножьях. Наиболее доступной является шельфовая зона.

Глубина внешней границы шельфа обычно составляет 100–200 метров, но в некоторых случаях могут достигать и 1500–2000 метров (Южно-Курильская котловина Охотского моря). Ширина шельфа в основном достигает от 1 до 1700 километров (Северный Ледовитый океан), а общая площадь примерно 32 млн. километров квадратных или почти 11,3% поверхности Мирового океана. Основная часть площади шельфа Мирового океана (примерно 70%) располагается на глубинах, не превышающих 180 м, а глубина моря в районе перехода шельфа в материковый склон колеблется от 200 до 600 м.

В наше время на мировом шельфе эксплуатируют достаточно огромное количество буровых установок различного типа. Более 1000 поисково-разведочных и около 2000 эксплуатационных скважин бурится ежегодно Россия сейчас находится на пороге промышленного освоения запасов нефти и газа на континентальном шельфе. В РФ располагается примерно 22% площади шельфа Мирового океана, 80–90% из которого считают важными для добычи российских нефти и газа. На шельфе арктических морей находится около 86% процентов энергетических ресурсов, 12% приходится на шельф дальневосточных морей, а остальные на шельфы каспийского, азовского и балтийских морей. Ежегодно эти данные меняются, в зависимости от освоения новых месторождений.

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ УЖЕ НА СУЩЕСТВУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Технологии, возникшие за последние десятилетия и способные обеспечить качественный уровень управления нефтегазовым месторождением, часто называют «умными».

Пока что нет термина обозначающее данные технологии, и что за ними стоит. Разные кампании, занимающиеся либо оборудованием для нефтегазовой добычи, либо самой добычей внедряют схожие решения увеличения добычи под разными названиями, такими как «умное», «интеллектуальное» или «цифровое» месторождение, используя также и англоязычные варианты – Smart Field (умное месторождение) и IField (интеллектуальное месторождение) и это далеко не полный список данных названий.

Некоторые специалисты утверждают, что скоро во всем мире внедрение «умных» технологий станет неизбежным условием для работы нефтегазовых компаний в условиях конкурентной борьбы. Однако, не все склонны к таким категоричным оценкам. Так Михаил Черкасов, директор департамента по работе с клиентами в сфере нефти и газа Schneider Electric, полагает, что месторождения с фонтанирующими скважинами могут оставаться рентабельными и без компонентов Smart Field, однако такие недра, скорее исключение, чем правило. В российских условиях, как и в большей части нефтедобывающих регионов планеты, без интеллектуальных технологий, действительно, не обойтись. «В условиях падения добычи на существующих месторождениях внедрение Smart Field и возможность управлять нефтяным пластом является единственным вариантом сохранения нефтегазодобывающих предприятий. В российских кампаниях это прекрасно понимают и готовы уже сегодня вкладывать в данную тематику деньги и другие ресурсы, ведь, в конечном счете, это позволит оптимизировать расходы и увеличить прибыль.

«Российская нефтегазовая отрасль переживает сегодня переломный момент, – считает Станислав Макушкин, менеджер по развитию бизнеса в сегменте «Нефть и газ» компании Eaton в России. Дело в том, что на месторождениях с уникальными запасами сырья, которые начали эксплуатироваться в 60-70-х годах прошлого века, подходят к концу запасы так называемой «лёгкой нефти» и увеличивается объём добычи трудно извлекаемых запасов, в связи с чем падает коэффициент извлечения нефти.

В сложившейся ситуации становится очевидной необходимость изменения методов поиска и добычи нефти, которые сложились более чем за полвека. Нефтедобывающие компании вынуждены начинать работу на месторождениях, расположенных на глубине более трёх километров. Такие месторождения характеризуются сложными горно-геологическими условиями, более высокой температурой и давлением, другой флюидной динамикой. Для работы на этих месторождениях необходимы принципиально новые теоретические разработки и технические решения».

По мнению Артема Власова, ученого секретаря, руководителя группы инновационной и патентно-лицензионной деятельности «ПермьНИПИ-нефть», филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», сегодня истощение запасов действующих и удаленность перспективных месторождений углеводородов заставляет нефтегазовые компании внедрять новые технологии для снижения

себестоимости добычи нефти и повышения отдачи месторождений на всех этапах – от геологоразведочных работ до рекультивации земель.

«Найти оптимальный, технико – экономически обоснованный вариант разработки и эксплуатации нефтегазового актива в таких условиях возможно только при интегрированном комплексном подходе к решению текущих задач производства, – уверен Артем Власов. – Такое решение заложено в концепции «Интеллектуальное месторождение», которая позволяет вести непрерывную оптимизацию разработки месторождения за счет чего повышает рентабельность освоения запасов углеводородов».

СПОСОБЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В общую систему по добыче сырья на морских промыслах нефти и газа обычно входят следующие элементы:

- одна или несколько платформ, с которых бурятся эксплуатационные скважины,
- трубопроводы, соединяющие платформу с берегом;
- береговые установки по переработке и хранению нефти,
- погрузочные устройства

В зависимости от глубины применяют различные технологии. На мелководье в основном сооружают укрепленные «островки», на которых и проводят работы по бурению скважин. Именно таким способом уже много лет добывается нефть и газ на Каспийских месторождениях в районе Баку. Такой способ сулит частым риском повреждения «островков» плавучими льдами. Так, в 1953 году, большой ледяной массив, уничтожил около половины скважин добывающих нефть и газ в Каспийском море.

Раньше, начиная от глубины 30 метров, сооружались бетонные и металлические эстакады, которые в будущем являлись местом размещения оборудования. Данные сооружения соединялись с сушей или представляли собой искусственный остров. В настоящее время эта технология утратила свою актуальность.

В месторождениях, располагающихся близко к суше, бурят наклонную скважину. Одним из наиболее интересных разработок является дистанционное управление горизонтальным бурением, во время которого специалисты осуществляют контроль прохождения скважины с берега. Данный метод славится своей точностью, ведь даже с расстояния в несколько километров можно попасть в нужную точку, во время бурения. В феврале 2008 года корпорацией Эксон Мобил (Exxon Mobil) установлен мировой рекорд в бурении подобных скважин в рамках проекта «Сахалин-1», на котором протяженность ствола скважины составила в 11680 метров. Бурение сначала осуществлялось в вертикальном, а затем в горизонтальном направлении под морским дном, вплоть до месторождения Чайво, которое находится в 8–11 километрах от берега.

Самые сложные технологии бурения применяются в глубоких водах. На глубине до 40 метров сооружают фиксированные платформы, на глубине 80 метров используют плавучие буровые установки, которые оснащены опорными балками. На глубине от 150 до 200 метров используют полупогружаемые платформы, которые удерживаются на месте с помощью якорей или более сложной системы динамической стабилизации. На больших глубинах используют буровые суда, способные добывать сырье почти на любой глубине. Большая часть «скважин-рекордсменов» была пробурена в Мексиканском заливе, среди которых более 15 скважин пробурены на глубине, превышающей 1,5 километра. Абсолютный рекорд глубоководного бурения был установлен в 2004 году, когда буровое судно Discoverer Deel Seas компаний Transocean и ChevronТехасо начало бурение скважины в Мексиканском заливе (Alaminos Canyon Block 951) при глубине моря 3053 метра.

Список литературы

1. А.Б. Золотухин, О.Т. Гудместад, А.И. Ермаков и др. «Основы разработки шельфовых и нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике» – М.: ГУБ Изд-во «Нефть и газ», 2000. – 770 с.
2. Гусейнов Ч.С., Иванец В.К., Иванец Д.В. Обустройство морских нефтегазовых месторождений. – М.: ГУБ Изд-во «Нефть и газ», 2003г
3. Сулейманов А.Б. и др. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. М. Недра 1986 г.
4. Кулиев Н.П. Основные вопросы строительство нефтяных скважин в море. Баку. Азернефть, 1958 г.
5. И.А.Погребная, С.В.Михайлова К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. Статья. В мире научных открытий. Материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6-2 (39) – Красноярск, Научно-Инновационный центр, 2016. – с.136–140.

Научный руководитель – Погребная И.А., канд. пед. наук, доцент

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГАЗОХИМИИ

Хабибуллин А.Ф., Огай В.А.
Тюменский индустриальный университет

Создание газохимического производства является одним из приоритетных направлений развития мировых энергетических компаний. На VI международном газовом форуме, прошедшем в г. Санкт-Петербург в октябре 2016 года руководителями международных газовых компаний было отме-

чено, что глобализация рынка газом и продуктами газохимии еще не наступила.

Для успешного выхода на международный рынок газохимических продуктов необходимо создать в России дополнительные мощности. Создание малотоннажных газохимических комплексов позволит облегчить снабжение углеводородным сырьем и топливом обширную территорию России. Появится возможность более оперативно, по сравнению с магистральными трубопроводами, экспортировать сырье на мировые рынки. Так же появится возможность вовлечь в разработку разведанных малоресурсных месторождений (запасы углеводородов менее 10 млрд. м³) природного газа. На сегодняшний день разработка таких месторождений не ведется из экономических соображений, так как их сырьевой базы недостаточно для прокладки к ним магистрального трубопровода. Для экономического обоснования требуются более финансово привлекательные планы по использованию газа.

Создание таких комплексов позволит создать сети местного производства продуктов газохимии, а так же повысит энергетическую безопасность регионов и создаст дополнительные рабочие места. Стоит отметить, что с увеличением подобных газохимических комплексов будет расти научная, технологическая и промышленная база для производства альтернативных топлив, а отечественные производители химического оборудования получат возможность выхода на мировой рынок с новыми наукоемкими технологиями. Внедрение малотоннажных газохимических комплексов позволит решить остро стоящие экологические проблемы и перерабатывать газ, который сжигается на на факелах (ежегодно около 40 млрд. м³).

Развитие малотоннажной газохимии является одним из векторов опережающего развития. В первую очередь предупреждение быстро изменяющейся ситуации с ископаемыми энергоносителями и климатическими процессами. Для России с ее удаленными районами газодобычи от транспортных артерий создание подобных технологий является жизненно необходимой стратегической задачей. Помимо исследований по созданию новых технологий получения синтез – газа и процессов на его основе, в развитии малотоннажной газохимии большую роль могут сыграть альтернативные подходы, основанные на прямой окислительной конверсии метана в метанол или его окислительной конденсации в этан и этилен.

Только создание инновационных технологий способно вывести Россию на лидирующие позиции в таких критически важных областях, как газохимия и освоение новых видов энергоносителей. Но для создания технологий современного уровня необходимо придать газохимии ранг приоритетного направления государственной научно-технической политики.

Список литературы

1. В.Арутюнов. Газохимия как катализатор инновационного развития России. Промышленные ведомости. 2004. №9–10 (86–87). С.1.
2. Д.А. Мирошниченко, И.Б. Кессель. Предварительные инвестиционные исследования реализации проектов GTL в России. Международная научно-техническая конференция «Газохимия-2007». Москва, 7–8 ноября 2007 г.
3. Арутюнов В.С. Мировая газохимия сегодня. Катализ в промышленности. 2008. №1. С.51–58.

Научный руководитель – Юшков А. Ю., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ РОССИИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ СПГ

Хабибуллин А.Ф., Огай В.А.
Тюменский индустриальный университет

Отечественная добыча газа в промышленных масштабах датируется 1906 годом. С тех пор изменения коснулись всех областей от добычи до переработки. Перспективным направлением в мировой энергетике в области энергоресурсов является производство сжиженного природного газа (СПГ). Характерная особенность СПГ – это возможность уменьшения его объема в 600 раз при отрицательной температуре ($\approx -161\text{C}^\circ$), что позволяет эффективно транспортировать его на большие расстояния и производить газификацию труднодоступных и удаленных регионов, где альтернативные варианты поставки энергоресурсов оказываются нецелесообразны. По мере роста потребности в природном газе в различных регионах мира, которые не могут быть обеспечены собственной газодобычей, интерес к СПГ увеличивается. На рисунке 1 представлен прогноз торговли СПГ в мире.

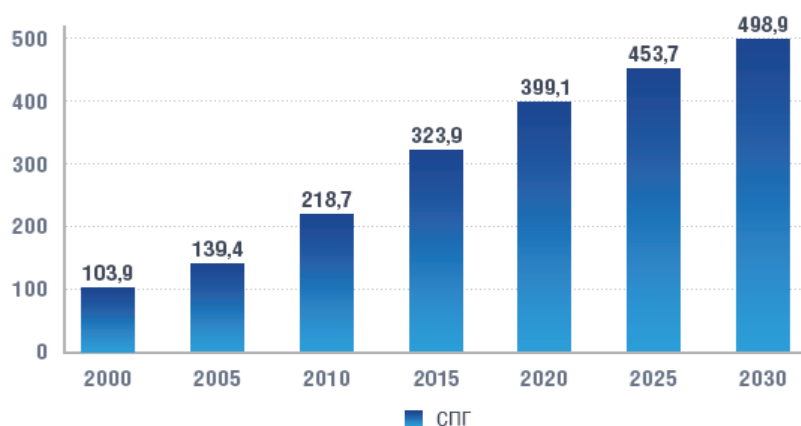


Рисунок 1 – Прогноз торговли СПГ в мире, млн. т. год.

На мировом уровне Россия контролирует по оценкам экспертов около 4 % рынка СПГ. На сегодняшний день в нашей стране работает один завод производства СПГ, ориентированный на экспорт. Завод находится в посёлке Пригородное на юге о. Сахалин. Мощность завода составляет 14 млрд. м³. В то время как лидерами в этом сегменте отрасли являются Катар (49,4 млрд. куб. м³), Малайзия (29,5 млрд. куб. м³), и Индонезия (26,0 млрд. куб. м³). Однако, по некоторым прогнозам при положительном стечении обстоятельств к 2030 г. наша страна надеется довести свою долю на рынке СПГ до 20%. Поспособствовать этому может реализация намеченных проектов, таких как «Владивосток – СПГ», «Балтийский СПГ», проект завода СПГ на полуострове Ямал.

Основным рынком, на который необходимо обратить внимание – это рынок Азиатско-тихоокеанского региона. В данном регионе наблюдается динамичный рост потребления СПГ и прочих продуктов газохимической промышленности. Основные импортеры СПГ показаны на рисунке 3.

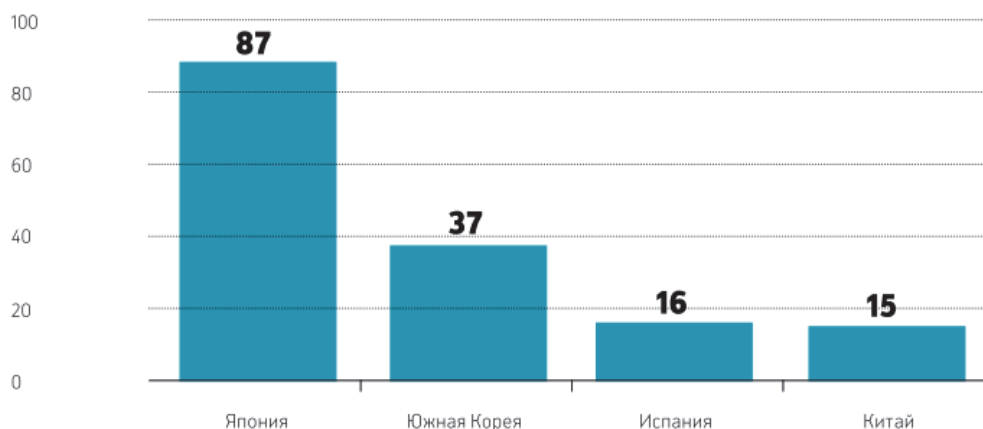


Рисунок 3 – Основные импортеры СПГ на 2014 год, млн. т.

Спрос на СПГ в Корее, Японии, Китае продолжает динамичный рост. Ввод в эксплуатацию производственных мощностей СПГ во Владивостоке позволит занять доминирующее положение в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Список литературы

1. ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ «Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года», 2013 г.
2. Федеральный закон N 117-ФЗ «Об экспорте газа» с изменениями и дополнениями от 30 ноября 2013 г.
3. Бучнев О. А., Саркисян В. А. Перспективы сжиженного природного газа на энергетических рынках// Газовая промышленность.- 2005. № 2.

Научный руководитель – Юшков А. Ю., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА

Хабибуллин А.Ф., Огай В.А.

Тюменский индустриальный университет

В теории и практике разработки месторождений природного газа различают три основных периода разработки: нарастающей добычи, постоянной добычи и падающей добычи. На этапе падающей добычи характерны низкие пластовые давления, увеличение обводняющихся скважин, износ системы сбора и подготовки. Этот период продолжается до достижения минимального рентабельного отбора из месторождения.

На сегодняшний день крупные месторождения природного газа на территории Ямало-ненецкого автономного округа вошли в период падающей добычи. Такие месторождения как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Комсомольское, Вынгапуровское уже значительное время находятся на данном этапе. Доля добычи газа из этих месторождений составляет 80% из общей добычи природного газа в России. Разработка на этих месторождениях продолжится при разработке запасов низконапорного сеноманского газа, который не рентабелен для добычи, но с применением инновационных технологий может быть извлечен. Разработка низконапорного газа для ПАО «Газпром» является одним из приоритетных направлений, данный факт подтверждается программой инновационного развития компании до 2020 года.

На сегодняшний день Ямал является стратегической базой развития газодобычи, альтернативы которой в России пока нет. Здесь есть необходимая инфраструктура для разработки молодых месторождений и база для внедрения и апробации новых технологий, которые могут значительно снизить себестоимость низконапорного газа. Добыча газа на Ямале будет расти и к 2025 году составит 200–250 млрд. м³. По оценкам экспертов объем низконапорного газа, который может быть введен в разработку, составляет 1,7 трлн. м³. Такой объем запасов характерен для крупного месторождения.

Говоря о перспективах использования низконапорного газа, стоит сказать, что его подготовка для трубопроводного транспорта потребует введение дополнительных мощностей дожимных компрессорных станций. Очевидно, что сжижению надо подвергать не высоконапорный газ, который можно доставить потребителю в газообразном виде, а низконапорный газ, который можно транспортировать на дальние расстояния только в жидком состоянии. Так же возможно производство метанола из низконапорного газа его себестоимость специалистами оценивается на уровне 200 рублей. Кроме уже существующей потребности на метанол со стороны газодобывающих и транспортирующих компаний, при переработке одной тонны метанола получается 0,42 тонны высокооктанового моторного топлива. Стоит сказать, что использование низконапорного газа в качестве

сырья для синтеза биопротеина путем ферментации является одним из перспективных векторов развития газохимического производства.

Запасы низконапорного газа на Ямале являются опорой для развития газохимического производства и закрепления позиций России на международном рынке продуктов газохимической промышленности.

Список литературы

1. Епрынцева А.С., Коротов П.С., Нурмакин А.В., Киселев А.Н. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи. Вестник ОГУ, 2011. 74 с.

2. Саранча А.В., Саранча И.С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 3 (52). С. 146–147.

Научный руководитель – Юшков А. Ю., канд. техн. наук, доцент

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Энгиноев К.Б., Велиев Х.Б.
Филиал в г. Нижневартовске

Зачем нужны инновации?

В нынешнее время использование инновационных технологий это один из способов улучшения технологического уровня производства нефтяных организаций, что дает им многие преимущества перед конкурентами. Именно нефтегазовое направление в экономике нашей страны является структурообразующим.

Многие специалисты прогнозируют снижение темпа добычи нефти. Научно-технический прогресс сильно замедлился в нынешнее время. Этот процесс позволял компенсировать отрицательное воздействие природных факторов на экономику нефтегазовой отрасли. Данное обстоятельство приводит, с одной стороны, к подорожанию способа поиска, разведки и добычи нефти, а с другой к серьезному запаздыванию темпов обнаружения и открытия новых больших месторождений по сравнению с высокой скоростью роста нефтедобычи.

Как объявило МЭА (международное энергетическое агентство), 20 наиболее продуктивных месторождений мира были обнаружены в 1959 г., из-за чего смело можно сказать, что открытие таких же месторождений при данном уровне технологического развития нефтяной промышленности стало весьма затруднительно. Очень мало гигантских нефтяных месторож-

дений было освоено с начала 1980-х гг., а последнее сверхгигантское месторождение было открыто в 1960-е гг. Кроме того, из 430 разрабатываемых гигантских месторождений в данное время 261 уже истощено, следовательно, добыча нефти постепенно падает. В 2007 году разработка нефти и газа в 16 из 20 крупнейших месторождений также находилась на этапе резкого падения.

Перспектива освоения этих ресурсов ставит перед недропользователями задачу применения принципиально новых технологических решений и сопряжено со значительными дополнительными затратами материальных и финансовых ресурсов.

Таким образом, для обеспечения стабильной и выгодной нефтедобычи необходимо повысить эффективность освоения ныне эксплуатируемых месторождений, и обеспечить интенсивность геологоразведочных работ по выявлению новых месторождений нефти. [5]

IT-технологии в нефте- и газодобыче.

Основная задача, которую преследуют IT-технологии в этих отраслях сводится к снижению до минимального уровня затрат на добычу нужного объема нефтяного и газового сырья. В данное время нужно разработать схему производства, которая позволит контролировать работу и управление целой группы нефтегазовых скважин, находящихся на одном пласте или месторождении, если речь идет о газе.

В перспективах развития IT-инфраструктуры нефтегазовой отрасли в первую очередь лежит автоматизация полного спектра всех работ, связанных с разработкой, добычей, транспортировкой и переработкой нефти и природного газа. Ведь большое значение всё больше приобретает снижение себестоимости добычи, переработки, а также транспортировки нефти и газа. Эту задачу опять же помогает решить автоматизация основных ключевых процессов в таких областях как проектирование и технологический контроль разведочного бурения, обсчитывание параметров бурения, управление геолого-геофизическими данными и т.д.

Автоматизация процессов планирования, обеспечения и осуществления ремонта оборудования в нефтегазовой отрасли, дают возможность снизить потери предприятия, которые связаны с аварийными и плановыми простоями оборудования.

Несомненно, использование информационных технологий позволит более полно автоматизировать процессы генерации, а главное, сможет «обучить» промышленное оборудование принимать и обрабатывать противоречивые и порой неполные данные, полученные с различных скважин, а затем синтезировать их в единую информацию, и обеспечивающую более эффективную разработку нефтяного или газового месторождения. [6]

Инновационное развитие нефтегазовой промышленности России.

Нефтегазовая промышленность в России подвергнута серьезным вызовам, которые требуют смену парадигмы технологического развития этой

отрасли. Сейчас добыча нефти и газа в регионах, поставляющих основные объемы нефтяного сырья, характеризуется:

1. Добыча нефти и газа сконцентрирована на месторождениях с большими запасами нефти;
2. Доля активных запасов нефти уменьшается, в то время как трудноизвлекаемых запасов становится больше;
3. Коэффициент нефтеотдачи уменьшается как в целом по всей стране, так и в каждой области отдельно;
4. Время гигантских месторождений, открытие которых началось в 1960–1970-е годы, завершается;
5. Запасы сеноманского газа, который находится в Западной Сибири, быстро исчерпываются;
6. Истощаются запасы нефти и газа на глубине до 3 км.. [2]

Самые серьезные проблемы произошли в нефтяном направлении. За всю историю нефтегазовой промышленности, не было еще ни одной страны, которая решила бы в короткий период времени таких серьезных и масштабных проблем. Россию подвела ее обеспеченность: большое количество плодородных месторождений с легкой жидкой нефтью, размещающейся в природных резервуарах с коллекторами, имеющими высокую ёмкость. Для таких месторождений была создана достаточно продуманная технология поддержания пластового давления, это и дало нам хорошую возможность часто оставлять «до лучших времен» очень крупные месторождения, но с условиями, не позволяющими пользоваться этой технологией. И вот сейчас пришло это время, но оно оказалось не лучшим, особенно для использования дорогих технологий в условиях мирового финансового кризиса.

Огромное внимание уделено созданию научного фундамента инновационных технологий добычи тех категорий нефти, которые относятся к классу трудно-извлекаемых запасов нефти. Прежде всего это месторождения с тяжелой высоковязкой нефтью и обводненные месторождения.

Созданы научные основы новых эффективных технологий разработки месторождений с тяжелой вязкой нефтью. Технология базируется на «фрактальной» модели, которая объясняет динамические свойства нефти, в том числе колебательный характер релаксации вязкости.

Полученные технологические решения позволяют целенаправленно уменьшать вязкость тяжелой нефти, эффективно осуществлять сепарацию воды, нефти и газа, предотвращать рост асфальтено-смолисто-парафиновых отложений.

Понимание механизмов снижения вязкости нефти дает возможность обосновать выбор эффективных интегрированных технологий извлечения высоковязкой нефти (парогазовое воздействие на залежь, высокочастотный электромагнитный разогрев околоскважинной зоны пласта с последующим применением растворителя и др.).

Анализ развития мировой нефтяной и газовой промышленности позволяет утверждать, что на новый уровень экономического развития вышли те нефтегазодобывающие страны, которые активно развивали перерабатывающую и нефтегазохимическую промышленность.

Россия также и в этой сфере продолжает увеличивать эффективность и улучшать технологии. Примером этого является технология интенсивного разделения углеводородного сырья «ТИРУС». Технология основана на термомеханическом воздействии на исходное сырье. В реакторе создаются вихревые потоки, способствующие образованию различных полей, в том числе ультразвукового, которые позволяют разбивать бензольные кольца на легкие углеводороды. Количество «светлых» фракций по отношению к их содержанию в исходном сырье увеличивается от двух до пяти раз. Большая часть примесей серы, смол и асфальтенов переходит в остаток разделения. [1],[3],[4].

Вывод.

Учитывая высокую значимость нефтяной промышленности в развитии страны, можно смело отдать инновационному направлению в этой сфере большую роль. Очень важно, что бы молодые специалисты были заинтересованы в улучшении технологий в нефтегазовой отрасли, так как многое зависит именно от них.

Список литературы

1. http://doloni.ru/neftyanaya_promyishlennost_rossii.html[1]
2. <http://roninfo.ru/publ/innovacionnoe-razvitie-neftyanoj-i-gazovoj-promyishlennosti-rossii> [2]
3. Официальный сайт нефтяной компании «Роснефть»: <http://www.rosneft.ru>. – 2017.[3]
4. Вайгель В.А. Последствия финансового кризиса: очевидные угрозы, скрытые возможности // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – №3. [4]
5. <https://bgscience.ru/lib/4862/>. [5]
6. http://www.karma-group.ru/oil_gas/[6]

СЕКЦИЯ II. ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БОВАНЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЗАЛЕЖЕЙ

Алифов С.Г.

Тюменский индустриальный университет

По данным сейсморазведочных работ и глубокого бурения в строении геологического разреза Бованенковского НГКМ принимают участие мезозойско-кайнозойский платформенный чехол и доюрский фундамент. Разрез осадочного чехла на максимальную глубину 3752 м вскрыт скважиной 125. Литолого-стратиграфическая характеристика пород и опорные ОГ с их геологической привязкой приведены на сводном геолого-геофизическом разрезе. Мезозойские платформенные отложения Бованенковской площади представлены полифациальными терригенными породами юры и мела.

Палеозойская группа

Вскрытые породы характеризуются разнообразием литологического состава и степенью метаморфизма. Они представлены глинисто-кремнистыми сланцами, доломитами, известняками, кварцитами, выветрелыми песчаниками, аргиллитами, алевролитами. Осложнены наличием зеркал скольжения, различно ориентированных трещин, выполненных кальцитом и другими минералами. Породы аналогичны породам фундамента нижнепалеозойского возраста, которые были вскрыты в других районах Западно-Сибирской низменности.

Мезозойская группа

Триасовая система (кора выветривания)

Триасовая система на Бованенковской площади представлена корой выветривания, прослеживаемой в скважинах, вскрывших домезозойский фундамент. Керном не охарактеризована. По шламу, вынесенному из призабойной зоны, сложена слабосцементированной глинисто-кремнистой рыхлой породой. В литологическом отношении представлена кварцем, отмечен каолинит, гидрослюда, гидроокислы железа, сидерит, лейкоксен, встречаются карбонатные породы.

Наблюдаются также включения кварцево-серицитовых пород с четкой сланцевой текстурой. По заключению ЗапСибНИГНИ подобные породы характерны для коры выветривания. Толщина коры выветривания принимается условно до 20 м (интервал 3410–3430 м), глубина кровли составляет в среднем 3400 м.

Юрская система

Анализ материалов глубокого бурения и региональных сейсмических работ показывает, что юрские отложения присутствуют в полном объёме и в геологическом разрезе следует ожидать развития комплекса пород большехетской и низов полудинской серий. Большехетская серия включает в себя отложения нижней- средней юры и объединяет зимнюю, левинскую, джангодскую, лайдинскую, вымскую, леонтьевскую и малышевскую свиты. Нижняя часть полудинской серии соотносится с отложениями верхней юры. Она представлена абалакской и баженовской свитами.

Нижняя – средняя юра

Зимняя свита (геттангский – синемюрский ярусы) вскрыта в сводовой части южного купола на а.о. -3167 – -3190м. На северо-восточном крыле структуры (скважина 67, 116) отмечается резкое погружение этих отложений до а.о. -3350 м. Керном отложения не охарактеризованы. По аналогии с Усть-Енисейским районом отложения зимней свиты представлены преимущественно песчаниками светло- серыми и буровато-серыми с прослоями и пачками алевролитов и аргиллитов. В породах содержатся многочисленные обугленные растительные остатки, конкреции сидерита и пирита, раковины двустворок, комплексы фораминифер. Толщина свиты 46–66 м, глубина кровли в среднем равна 3330 м.

Нижняя подсвита охарактеризована керном в интервале 3283–3298м (скважина 145). Представлена неравномерным переслаиванием глинистых песчаников, алевролитов и песчаных аргиллитов.

Средняя часть свиты (3111–3168м) керном не охарактеризована. Представлена однородными аргиллитами плотными, крепкими, слабопесчанистыми.

Керн отобран из нижней пачки в скважина 67 и представлен аргиллитом черным, плотным, крепким с тонкой горизонтальной волнистой и линзовидной слоистостью за счёт тонких прослоев и линзочек серого алевролитового материала. Отмечена слабая сидеритизация породы, встречаются крупные стяжения пирита и зеркала скольжения. В верхней части керна встречены отпечатки пелеципод и комплекс фораминифер тоарского яруса. Толщина свиты 76 м.

Характеризуется более высокой песчаностью по сравнению с другими песчаными толщами большехетской серии.

В разрезе свиты преобладают песчаники и алевролиты, аргиллиты имеют подчиненное значение. Песчаники и алевролиты преимущественно тёмно-серые, плотные, слюдистые, сильно глинистые. Встречаются прослои песчаников серых и светло-серых, среднезернистых и мелкозернистых, плотных. Аргиллиты тёмно-серые, крепкие, плотные, песчаные.

Все породы в той или иной мере сидеритизированы и отличаются обилием углистого материала. Возраст рассматриваемых отложений определяется результатами микрофаунистического анализа пород.

Леонтьевская свита (байосский ярус) согласно залегает на вымской. Вскрыта в сводовой части южного купола на глубине 2537 м. Толщина свиты до 110 м. Погружается на северо-восточном крыле до 2675 м. Сложена аргиллитами.

Керном охарактеризована нижняя часть свиты (скважина 144, 201, интервал 2764–2779 м). Керн представлен аргиллитом темно-серым, плотным, слабо алевритистым, с неровным или полураковистым изломом, однообразным по разрезу, с крупными стяжениями пирита. В керне определен комплекс фораминифер байосского яруса.

Малышевская свита (батский ярус) согласно залегает на леонтьевской, толщина 52–68 м, кровля вскрыта на глубине в среднем 2565 м. Разрез свиты сложен песчаниками, алевролитами и песчаными аргиллитами.

Керном свита охарактеризована в скважине 114. Керн представлен преимущественно песчаником и алевролитом с редкими прослоями углистого материала толщиной до 3 мм.

В пределах свиты выделяются продуктивные пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₄.

Верхняя юра

Верхнеюрские отложения на Бованенковской площади представлены абалакской и баженовской свитами.

Абалакская свита (келловейский – кимериджский ярусы) представлена аргиллитами толщиной до 75 м. Кровля вскрыта на глубине 2493 м.

Керном свита охарактеризована в скважинах 67, 97 (интервалы 2580–2595 м). Керн представлен аргиллитом темно-серым до черного, плотным, крепким, слюдистым, плитчатым, в различной степени песчанистым, участками сидеритизированным, с фауной аммонитов.

Баженовская свита (волжский ярус) представлена аргиллитами. Толщина свиты в среднем 8 м, глубина кровли 2485 м. Керном свита охарактеризована в скважинах 114 и 116. Керн представлен аргиллитами серыми до черных, плотными, твердыми, слабо алевритистыми, листоватыми, битуминозными. По ЭК характеризуется высокими значениями УЭС, что позволяет отнести её к региональным реперам.

Меловая система

Меловые отложения представлены в полном объеме. По литологическому составу разности нижнего мела и низов верхнего мела относятся к Полуйско – Ямальскому типу разреза. В его составе выделяются ахская, танопчинская, яронгская и марресалинская свиты. Верхнемеловым отложениям (без сеномана) соответствует Ямало-Уренгойский тип разреза. К нему относятся кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Алевролиты серые, темно-серые, в различной степени глинистые, косо-слоистые. Аргиллиты танопчинской свиты темно-серые, почти черные, плотные, песчанистые с обломками макрофауны (пеллеципод), иногда сильно углефицированные.

Часто наблюдается сидеритизация пород. Сидеритизированные разновидности пород имеют желтовато-коричневую окраску и отличаются высокой плотностью. Все породы в той или иной мере углефицированы: углистый материал встречается в виде отдельных скоплений, крупных отпечатков растений, намывов по наслоению, а также в виде тонко-дисперсной массы, насыщающей преимущественно аргиллиты и придающей им черный цвет.

Возраст пород таноупчинской свиты на Бованенковской площади определяется в основном по спорово-пыльцевым комплексам и только в верхней части свиты (пласты ТП₁₋₃) встречены макро- и микрофауна альбского яруса, которому соответствуют комплексы фораминифер (в скважинах 53, 60) и аммониты (в скважине 60).

Продуктивные пласты ХМ₁, ХМ₂ охарактеризованы керном в скважинах 77, 94, 95, 99, где они представлены песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми с простоями темно-серых глин. Песчаники мелкозернистые, кварцево – полевошпатовые, слюдистые, слабосцементированные, иногда рыхлые, с тонкой горизонтальной слоистостью. Иногда наблюдается неравномерное чередование песчаников, алевролитов и глин.

Альбский возраст отложений яронгской свиты определяется по комплексам микрофауны, установленным как на Бованенковском, так и на ряде других площадей полуострова Ямал.

Альбский разрез в интервале развития яронгской свиты характеризуют полого – сигмовидные ОГ группы Г, проиндексированные от Г₁ до Г₃.

Верхний мел

В составе верхнемеловых отложений выделяется четыре свиты: марресалинская, кузнецовская, березовская, ганькинская.

Марресалинская свита (верхний альб-сеноман) залегает согласно на породах ханты-мансийской свиты. Её толщина 490–570 м, глубина кровли 600 м. Отложения свиты формировались в условиях мелководного опресненного моря. В литологическом плане она условно подразделяется на две пачки. Нижняя толщиной 300–500 м, более глинистая (пласты ПК₉, ПК₁₀), представлена алевролитами с прослоями алевроитовых глин и обилием углефицированных растительных остатков. Верхняя пачка толщиной 50–120 м сложена преимущественно песчаниками и алевролитами также с обилием углефицированных растительных остатков. К этой пачке приурочен продуктивный пласт ПК₁.

Песчаники серые и темно-серые, мелкозернистые, реже среднезернистые, кварцево-полевошпатовые, в различной степени глинистые, как правило, слабосцементированные и рыхлые, с различными типами слоистости (косой, волнистой, линзовидной). Среди слабосцементированных песчаников и алевролитов встречаются единичные прослои крепких песчаников с карбонатным цементом. Глины темно-серые, в различной степени песчаные, рыхлые, комковатые. Участками наблюдается неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин.

Альб-сеноманский возраст большей части разреза марресалинской свиты принимается по сопоставлению с разрезами других северных районов. Возраст верхней части свиты определяется обнаруженными здесь микрофаунистическими и спорово-пыльцевыми комплексами.

Структурный план кровли сеномана и усть-тазовской серии контролируется ОГ Г.

Кузнецовская свита (туронский ярус) залегает трансгрессивно на подстилающих породах. Толщина свиты 30–50 м. Свита является региональным репером. Литологически представлена глиной тёмно-серой, почти черной, слабослюдистой, известковистой, с линзами светло-серого алевролита, редкими стяжениями пирита и известковистыми обломками макрофауны. Слоистость тонко параллельная, слабоволнистая, участками прерывистая, слабовыраженная.

Березовская свита (коньяк-сантон-кампанский ярусы) залегает согласно на отложениях кузнецовской свиты. Толщина свиты 250–350 м, глубина кровли 300 м. Подразделяется на две части верхнюю и нижнюю.

Нижняя (коньяк-сантон) представлена глинами темно-серыми, опоковидными, с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, с включениями фауны моллюсков.

Верхняя (кампан) сложена глинами серыми и темно-серыми, алевролитистыми, слюдистыми, внизу опоковидными, с включениями углистого детрита, пирита и прослоями глауконитового песчаника.

Список литературы

1. Кондратьева Л.А., Трухин В.Ю., Вотякова Т.А. и др. Пересчет запасов газа, конденсата и нефти Бованенковского НГКМ Ямальской нефтегазовой области. Отчет по договору № 2013/04/0163 от 12.04.2013 г. Москва, 2014 г.

2. Степанов Н.Г., Гордеев В.Н., Перемышцев Ю.А. и др. Коррективы к проекту разработки сеноман-аптских залежей Бованенковского НГКМ. Отчет по договору № 9493-03-02 п. Развилка, Московская область, 2003 г.

Научный руководитель – Апасов Т.К., канд. техн. наук, доцент

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ СЕТОК ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ДЕБИТА И ПЛОЩАДИ КОНТУРА ПИТАНИЯ

Аль-Кебси А.А.М.А., Аль-Гоби Г.А.А.Х.
Санкт-Петербургский горный университет

Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу продуктивных пластов является неоспоримым фактом. Впервые методика выбора оптимальной сетки скважин была предложена Щелкачевым В. Н. [1,2], а позже подтверждена рядом ученых эмпирическая зависимость, позволяющая учитывать влияние сетки скважин на нефтеотдачу пластов. Одним из методов регулирования разработки рассматривается доуплотнение сетки скважин, которое, в ряде случаев, приводит к увеличению залежи охватом разработки и повышает конечный коэффициент извлечения нефти. Плотность сетки скважин влияет на эффективность разработки нефтяного месторождения в трех направлениях: она оказывает влияние на уровень добычи нефти из пласта, на конечную нефтеотдачу пласта и на экономические показатели разработки нефтяного месторождения. При планировании коэффициента нефтеотдачи нужно учитывать не только режим работы пласта, но и, в частности плотность размещения скважин, поскольку влияние плотности заметно даже при проведении мероприятий по воздействию на пласт.

1. Анализ существующей формулы для определения плотности сеток скважин и исследование ее применимости для горизонтальных скважин

Известно, что для вертикальных скважин она определяется отношением площади нефтеносности к числу вертикальных скважин (добывающих и нагнетательных).

$$S_v = \frac{S}{\eta_v}, \quad (1)$$

где S_v – плотность сетки вертикальных скважин; S – площадь нефтеносности; η_v – число вертикальных скважин (добывающих и нагнетательных).

Несмотря на то, что формула несложная, определение плотности сетки скважин нередко весьма затруднительно и часто исследователи вкладывают разные критерии оценки и параметры [3].

С применением горизонтальных скважин при разработке углеводородных месторождений подход для определения плотности сеток скважин стал меняться.

2. Проведение математических исследований на основе сравнения площади контура питания и дебита одинаковых вертикальных и горизонтальных скважин.

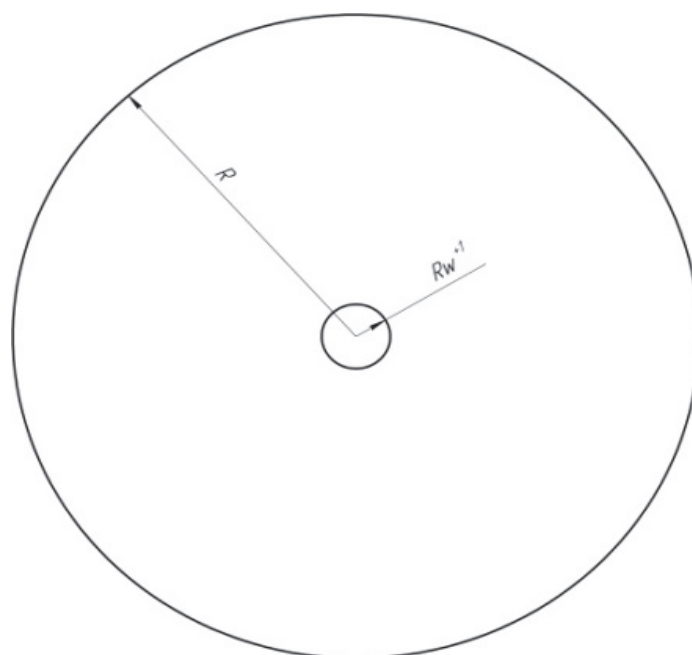


Рисунок 1 – Контур питания горизонтального участка

Для определения плотности сетки скважин горизонтальных скважин мы выбрали две методики определения, которые в свою очередь основаны на гидродинамическом и геологическом совершенствовании горизонтальных и вертикальных скважин (одинаковые горизонтальные и вертикальные скважины).

В случае если у нас гидродинамически и геологически совершенные скважины (одинаковые горизонтальные и вертикальные скважины и идеальные пласты), то определяется плотность сетки горизонтальных скважин на основе двух важных факторов:

1 – на основе площади контура питания, исходя из того, что у нас совершенно одинаковые горизонтальные и вертикальные скважины и пласты у нас идеальны, то мы пришли к выводу, что у нас число вертикальных скважин, которые заменяют по площади контура питания горизонтальные скважины, определяются по следующему выражению:

$$\eta_h = \frac{A_h}{A_v} \cdot n_h = \frac{\pi \cdot R_h^2 + 2 \cdot R_h \cdot L}{2 \cdot \pi \cdot R_v}, \quad (2)$$

где η_h – число вертикальных скважин эквивалентны числу горизонтальных скважин на данном участке; A_h – Площадь контура питания горизонтальной скважины определяется по следующей формуле:

$$A_h = \pi \cdot R_h^2 + 2 \cdot R_h \cdot L, \quad (3)$$

A_v – Площадь контура питания вертикальной скважины и определяется по следующей формуле:

$$A_v = \pi \cdot R_v^2, \quad (4)$$

n_h – число горизонтальных скважин; R_h – радиус контура питания при начальном пластовом давлении; L – длина горизонтального участка; R_v – радиус контура питания вертикальной скважины.

Подставив формулу (2) в формулу (1), получим:

$$S_{Ah} = \frac{\pi \cdot R_v^2 \cdot S}{(\pi \cdot R_h^2 + 2 \cdot R_h \cdot L) \cdot n_h} \quad (5)$$

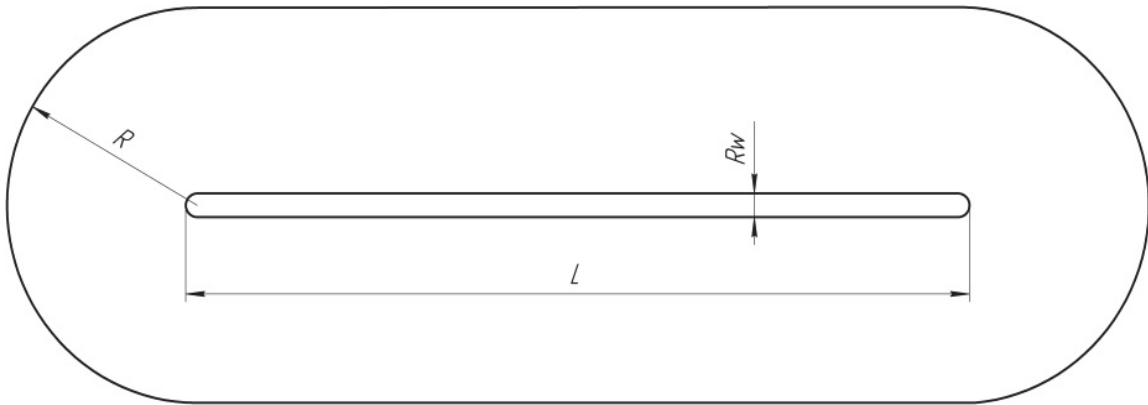


Рисунок 2 – Контур питания вертикального участка

2 – на основе дебита, исходя из того, что у нас число вертикальных скважин, которые заменяют по дебиту горизонтальные скважины, определяются по следующему выражению:

$$\eta_h = \frac{q_h}{q_v} \cdot n_h = \frac{\frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot k \cdot (P - P_{hw})}{\mu \cdot (\ln(\frac{R_h}{R_{wh}}) - \ln(\frac{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_h}{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_{hw}}))}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot H \cdot (P - P_{vw})} \cdot n_h, \quad (6)$$

$$\mu \cdot \ln(\frac{R_v}{R_{vw}})$$

где q_h – дебит горизонтальных скважин; q_v – дебит вертикальной скважины

Подставив формулу (6) в формулу (1), получим:

$$S_{qh} = \frac{(\mu \cdot (\ln(\frac{R_h}{R_{hw}}) - \ln(\frac{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_h}{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_{wh}}))) \cdot (2 \cdot \pi \cdot k \cdot H \cdot (P - P_{vw})) \cdot S}{(2 \cdot \pi \cdot L \cdot k \cdot (P - P_{hw})) \cdot (\mu \cdot \ln(\frac{R_v}{R_{vw}})) \cdot n_h} \quad (9)$$

3. Проведение математических исследований на основе сравнения площади контура питания и дебита разных вертикальных и горизонтальных скважин.

Но далеко не всегда у нас бывают одинаковые горизонтальные и вертикальные скважины, в этой работе мы учитывали этот момент и также как выше мы на основании двух факторов определили количество вертикальных скважин, которые заменяют одну горизонтальную скважину по площади контура питания и по дебиту.

1 – На основе площади контура питания, учитывая, что у нас разные горизонтальные скважины по площади контура питания число вертикальных скважины, которые заменяют по площади контура питания горизонтальные скважины, определяются по следующему выражению:

$$\eta_h = \sum_{i=1}^{n_h} \frac{A_{hi}}{A_{vi}} = \sum_{i=1}^{n_h} \frac{\pi \cdot R_{hi}^2 + 2 \cdot R_{hi} \cdot L}{2 \cdot \pi \cdot R_{vi}} \quad (9)$$

Подставив формулу (9) в формулу (1) получим:

$$S_{Ah} = \frac{S}{\sum_{i=1}^{n_h} \frac{\pi \cdot R_{hi}^2 + 2 \cdot R_{hi} \cdot L}{2 \cdot \pi \cdot R_{vi}}} \quad (12)$$

2 – на основе дебита, число вертикальных скважин, которые заменяют по дебиту горизонтальные скважины, определяются по следующему выражению:

$$\eta_h = \sum_{i=1}^{n_h} \frac{q_{hi}}{q_{vi}} = \sum_{i=1}^{n_h} \frac{(2 \cdot \pi \cdot L \cdot k \cdot (P - P_{hwi})) \cdot (\mu \cdot \ln(\frac{R_{vi}}{R_{vwi}}))}{(\mu \cdot (\ln(\frac{R_{hi}}{R_{hwi}}) - \ln(\frac{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_{hi}}{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_{hwi}}))) \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot H \cdot (P - P_{vwi})} \quad (13)$$

Подставив формулу (13) в формулу (1) получим:

$$S_{qh} = \frac{S}{\frac{(2 \cdot \pi \cdot L \cdot k \cdot (P - P_{hwi})) \cdot (\mu \cdot \ln(\frac{R_{vi}}{R_{vwi}}))}{(\mu \cdot (\ln(\frac{R_{hi}}{R_{hwi}}) - \ln(\frac{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_{hi}}{2 \cdot \pi \cdot L + 4 \cdot \pi \cdot R_{hwi}}))) \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot H \cdot (P - P_{vwi})}} \quad (16)$$

4. Практическое применение выявленных формул для определения плотности сетки горизонтальных скважин.

Практическое применение данной научной работы заключается в том, что при наличии необходимых данных какого-нибудь месторождения,

можно использовать данные формулы для определения плотности сетки горизонтальных скважин и сравнивать полученные результаты с существующими ранее выявленными результатами данного же месторождения плотности сетки горизонтальных скважин.

Для упрощения работы с данными формулами предъявляются некоторые критерии (допущения) к выбранным месторождениям, такие как:

1. Необходимо, чтобы горизонтальные скважины выбранного месторождения были примерно одинаковые (наличие несущественного различия считается погрешностью и можно избавиться от нее при дальнейшей работе с формулами и при введении поправочных коэффициентов, учитывающих реальные условия).

2. Неоднородные пласты разрабатываются скважинами, размещенными по равномерной сетке, поддерживается пластовое давление и жидкость, насыщающая пласт, ньютоновская.

Необходимые данные для осуществления практического применения данных формул можно представить следующим образом:

1. Площадь нефтеносности и площадь контура питания выделенных горизонтальных месторождений (опять же, учитывая выше сказанные допущения, можно брать эти данные только для одной горизонтальной скважины).

2. Пластовое и забойное давление.

3. Мощность продуктивного пласта.

4. Дебит.

5. Проницаемость.

6. Плотность сетки скважины (ранее рассчитанная для горизонтальных скважин выбранного месторождения).

По полученным результатам можно построить геологическую и гидродинамическую 3D – модель в любом программном продукте, дающих возможность для проведения крупномасштабных математических экспериментов с разными сетками скважин, и по этим моделям можно найти соотношение числа горизонтальных и вертикальных скважин при определении плотности сетки скважин для каждого объекта разработки.

Список литературы

1. Щелкачев В. Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №6. – С. 26–30.

2. Щелкачев В. Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №1. С 30–33.

3. Хисамов Р. С., Газизов А. А., Газизов А. Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. – М.:ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.

Научный руководитель – Мигунова С.В., канд. техн.наук, доцент

ДИНАМИКА РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН ЮРХАРОВСКОГО НГКМ КАК ПРЕДМЕТ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА БУ₈³

Аносов Е.А. Тюменский индустриальный университет

На Юрхаровском НГКМ пласт БУ₈³ осложнён нефтяной оторочкой краевого типа с подошвенной водой и газовой шапкой. Сравнительно небольшие запасы нефти и трудности, связанные с их извлечением, диктуют необходимость рационального размещения скважин для увеличения рентабельности разработки нефтяной оторочки. Объединив метод гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах отбора и результаты лабораторных исследований керна, возможно построение карты нефтенасыщенности пласта БУ₈³, что позволит правильно распределить фонд скважин.

Для расчетов были взяты данные по режимам работы скважин: № 623 (пробная эксплуатация, располагается на северо-западной части пласта); №653 (опытно-промышленная эксплуатация, располагается на северо-восточной части пласта); №6303 (полное развитие, располагается в западной части пласта).

Зная данные по необходимым скважинам, возможно определить фазовую проницаемость по нефти и по жидкости:

$$K_i^H = \frac{\mu^H \left[\ln \left(\frac{R^i}{r^i} \right) + S_i \right] q_i^H}{\Delta p 2\pi h_i} \quad (1)$$

$$K_i^Ж = \frac{\mu^Ж \left[\ln \left(\frac{R^i}{r^i} \right) + S_i \right] q_i^Ж}{\Delta p 2\pi h_i} \quad (2)$$

где μ^H и $\mu^Ж$ – динамическая вязкость нефти и жидкости соответственно; R^i – радиус контура питания, м; r^i – радиус скважины; S_i – скин-фактор; q_i^H и $q_i^Ж$ – дебит нефти и жидкости соответственно; Δp – текущая депрессия; h_i – эффективная толщина пласта, м.

Отсюда можно получить относительную фазовую проницаемость по нефти:

$$\bar{k}_i^H \approx \frac{k_i^H}{k_i^Ж} \quad (3)$$

Результаты расчетов фазовой и относительной фазовой проницаемости по каждой из трёх скважин представлены в таблице 1.

Таблица № 1

Результаты расчетов

№ скважины	k_i^H	$k_i^{жс}$	$\overline{k_i^H}$
623 (ПЭ)	$0,015 \cdot 10^{-8}$	$0,00029 \cdot 10^{-8}$	51,72
653 (ОПЭ)	$0,0021 \cdot 10^{-8}$	$0,0066 \cdot 10^{-8}$	0,4
6303 (ПР)	$0,0064 \cdot 10^{-8}$	$0,0067 \cdot 10^{-8}$	1

На основании проведенных расчётов, можно легко определить текущую нефтенасыщенность по кривым ОФП (рисунок 1).

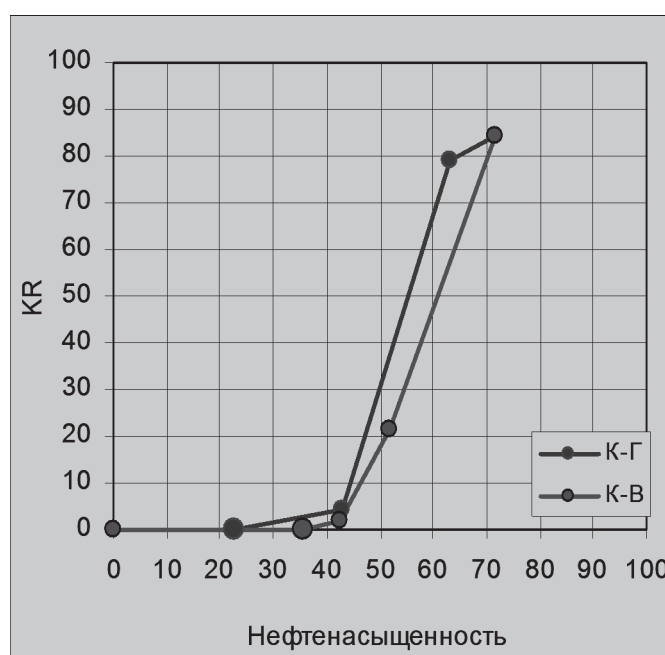


Рисунок 1 – Кривые ОФП по нефтенасыщенности

Так, скважина №623 (ПЭ) имеет $\sigma_H=56\%$; $\sigma_B=0\%$. Скважина №653 (ОПЭ) имеет $\sigma_H=25\%$; $\sigma_B=50\%$. Скважина №6303 (ПР) имеет $\sigma_H=30\%$; $\sigma_B=58\%$.

По результатам определения значения текущей водо – и нефтенасыщенности пласта БУ₈³ по кривым ОФП, построен фрагмент распределения насыщения пласта водой и нефтью (рисунок 2).

Таким образом, сопоставление методов исследований и выполнение расчётов дает наиболее достоверную информацию текущего состояния распределения нефтенасыщенности, а также позволяет выявить наиболее крупные скопления нефти и правильно распределить фонд скважин.

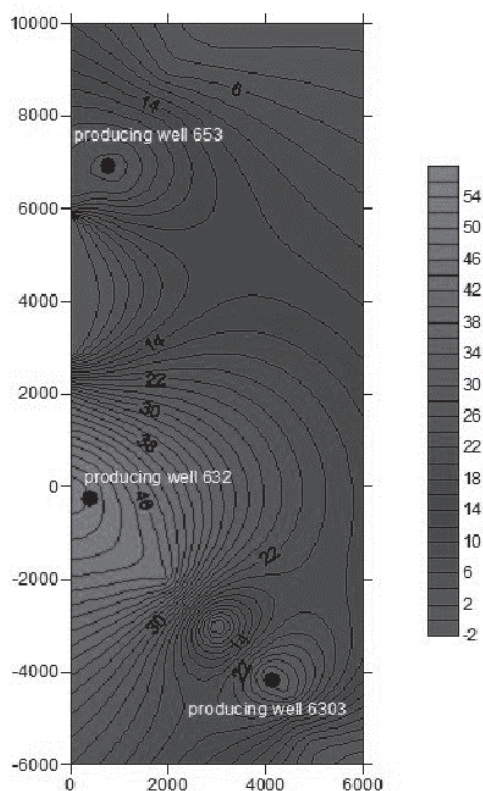


Рисунок 2 – Карта распределения нефтенасыщенности пласта БУ₈³

Список литературы

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – №.4 – С.37–44.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – №.4 –С.37–44.
3. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Т.12-3 –№3. – С. 64–69.

Научный руководитель: Хусаинов А.Т., канд. техн. наук, доцент.

ЦЕНА НА НЕФТЬ КАК ОСНОВОПОЛАГАЮЩАЯ ПРИЧИНА НЕРЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК ЮРХАРОВСКОГО НГКМ

Аносов Е.А.

Тюменский индустриальный университет

Юрхаровское НГКМ осложнено наличием нефтяных оторочек краевого типа в пластах БУ₈¹, БУ₈² и БУ₈³, в связи с этим они выделены в самостоятельный объект разработки, седьмой.

Рекомендовалось организовать бурение и пробную эксплуатацию трех скважин на нефть (пласт БУ₈₋₂) расположенных в районе разведочной скв. 102. Основной способ добычи нефти – истощение запаса пластовой энергии.

Максимальная годовая добыча нефти (2006 г) составляла 33,3 тыс. т на второй год разработки. Дебит новых скважин принят согласно результатам исследования скважин – 40 т/сут. Обводненность продукции на конец разработки (20-й год) составит 50,9%, газовый фактор возрастет до 2385 м³/т, среднедействующий дебит к концу рассматриваемого периода уменьшится до 2,7 т/сут. Накопленная добыча нефти за период разработки составит 235 тыс. т, конечная нефтеотдача – 5,2%. В расчетном варианте скважины эксплуатируются сначала фонтанным способом с последующим переводом на бескомпрессорный газлифт. Период пробной эксплуатации составит 2–5 лет.

Таким образом, из исследованных объектов только в двух получены притоки, позволяющие обеспечить рентабельную добычу. По факту производства технико-экономической оценки рентабельности, было выявлено, что освоение нефтяных оторочек представляется рискованным.

Существенное увеличение технико-экономических показателей достигается при вскрытии оторочек скважинами с горизонтальным окончанием ствола. Поэтому, с целью продления безводного и безгазового периода эксплуатации скважин и снижения затрат на бурение, предлагается проводку скважин осуществлять с горизонтальным окончанием. При переходе от сетки с вертикальными забоями на скважины с горизонтальными окончаниями, количество последних уменьшено в два раза. Учитывая особенности геологического строения оторочек пластов БУ₈¹, БУ₈², БУ₈³ скважины предлагается разместить в один-два ряда с расстоянием между ними 700 м, горизонтальным вскрытием оторочки 2:1, что соответствует соотношению количества скважин с вертикальными.

Далее были просчитаны 3 варианта освоения нефтяных оторочек, для выбора наиболее рентабельной разработки. Технологические показатели по трём вариантам представлены в таблице 1. По представленным выше технологическим показателям, были произведены расчеты капитальных вложений в освоение оторочек и расходов на добычу нефти по всем вариантам и сведены в таблицу 2 показателей эффективности разработки по безубыточным ценам.

Таблица № 2

Показатели экономической эффективности разработки нефтяных оторочек
(безубыточные цены)

Показатели	Единицы измерения	Нефть		
		вариант 1	вариант 2	вариант 3
Фонд скважин	скв.	25	119	82
Добыча УВ				
товарный газ	млрд. м3	0,5	6,2	4,3
конденсат, нефть	млн. т	0,8	8,2	6,6
Выручка от реализации (с НДС)	млн. р	26 143	280 836	227 313
Капитальные вложения (с НДС)	млн. р	16 474	88 944	61 988
Расходы на добычу, подготовку и транспорт УВ (без учета налогов)	млн. р	29 137	126 105	91 648
в т.ч. амортизация	млн. р	13 946	74 501	52 153
Налоги и платежи, включаемые в себестоимость	млн. р	2 892	17 531	13 036
НДС ((+)-платежи в бюджет), (-)-возмещение из бюджета))	млн. р	-85	22 882	20 435
Налог на прибыль	млн. р	462	20 034	18 481
Внереализационные расходы	млн. р	153	582	335
Чистый денежный поток	млн. р	-8 944	79 259	73 543
Простой срок окупаемости	лет	Нет	14	14
Чистая приведенная стоимость (NPV)	млн. р	-6 038	-4 981	110
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	Нет	Нет	26
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	Нет	8,6%	10,0%
Индекс доходности затрат	доли ед.	0,33	0,87	1,00
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	0,43	0,90	1,00
Доход государства	млн. р	850	12475	10984

При цене нефти 28700 р./т по варианту 3 достигается безубыточность проекта. Чистый денежный поток составит 73 543 млн.р., чистая приведенная стоимость (NPV) – 110 млн.р., дисконтированный срок окупаемости – 26 года, внутренняя норма рентабельности – 10,0%.

Таблица № 1

Технологические показатели освоения нефтяных оторочек

Показатели	Единицы измерения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Фонд скважин	скв.	25	119	82
Объем жидкости	тыс. т	3692	26328	17389
Объем нефти	тыс.т.	763	8177	6634
Годовая добыча нефти	тыс.т.	126,9	924,3	683,1
Объем попутного газа	млн. м3	494	6164	4256
Годовой объем попутного газа	млн. м3	79,9	832,4	544,2

Таким образом, при благоприятном изменении экономических условий, разработка нефтяных оторочек рекомендуется по третьему варианту.

По состоянию на 05.11.2016г. цена за 1 баррель нефти составляет 45,60\$, что примерно на 5-8\$ ниже стоимости зафиксированной в 2006 году. так, цена нефти за 1 тонну на сегодняшний день составляет 21500 р., что соответственно ниже на 15%. Так же наряду с падением цены на нефть, растет курс доллара, по состоянию на 05.11.2016г $1\$ = 64,48$, а по состоянию на 2006г. $1\$ = 34,70$. Прирост курса доллара составил почти 100%.

Эти данные свидетельствуют о том, что чистый денежный поток от реализации нефти уменьшится, а капитальные вложения на освоение нефтяных оторочек увеличатся.

Справедливо сделать вывод, что рентабельность разработки нефтяных оторочек Юрхаровского НГКМ во многом зависит от цены на нефть, а также от курса доллара.

Сравнительно небольшие запасы нефти и трудности, связанные с их извлечением, а также сложности, вызванные с окупаемостью, диктуют необходимость для дальнейшего изучения и совершенствования системы разработки нефтяных оторочек.

Список литературы

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
2. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003. 350 с.
3. Отчёт о научно-исследовательской работе. М.: Тюмень 2009
4. Виленский П. В., Смоляк С. И., Лившиц В. А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. М.: Дело, Академия народного хозяйства, 2008.

Научный руководитель: Хусаинов А. Т., канд. техн. наук, доцент.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Ахмедова А.Н.

Санкт-Петербургский горный университет

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) представляют собой сложную структурированную систему высокомолекулярных соединений, содержащих углеводороды, масла, смолы, асфальтены, а также неорганические

включения – песок, глину, соли, воду. На интенсивность образования АСПО влияет множество факторов, среди которых изменение состава нефти и термобарических условий ее добычи, скорость потока, шероховатость труб и т.д. [1]. Тип АСПО определяется отношением содержания парафина к сумме асфальтенов и смол. В зависимости от величины этого значения отложения могут быть асфальтовыми ($<0,9$), парафиновыми ($>1,1$) и смешанными ($0,9-1,1$) [2]. Знание состава и структуры АСПО имеет важнейшее практическое значение для выбора наиболее эффективных методов борьбы с ними.

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с АСПО являются специально разрабатываемые химические реагенты, принцип работы которых основан на адгезионно-адсорбционных процессах, происходящих на границах раздела фаз [3]. Действие этих соединений направлено либо на удаление уже сформировавшихся отложений (растворители), либо на предотвращение их образования (вещества смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы) [2]. Применение ингибиторов позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в выкидной линии и промысловом трубопроводе [4]. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление [3, 5].

В настоящее время многие исследования направлены на создание ингибиторов комплексного действия, отличающихся многофункциональностью и большей эффективностью за счет использования эффекта синергизма – взаимного усиления присадками свойств друг друга [5]. Так, в работе [6] был предложен реагент, работающий одновременно как депрессор (препятствуя росту кристаллов парафина), и как моюще-диспергирующая присадка (препятствуя адгезии парафина). Результаты лабораторных испытаний образцов парафинистых нефтей и водонефтяных эмульсий (ВНЭ) показали, что эффективность предлагаемой композиции выше, чем у применяемых на практике индивидуальных реагентов. В результате опытно-промышленных испытаний также наблюдались положительные результаты (улучшение работы глубинного оборудования).

Применение растворителей позволяет удалять глубокозалегающие отложения, обрабатывать призабойную зону пласта (ПЗП), не вызывает осложнений при обработках [4]. Практика показывает, что при подборе растворителей АСПО необходимо учитывать различную степень растворимости компонентов отложений. В связи с этим предлагаемые к применению составы представляют собой композиции нафтеновых, алифатических, ароматических углеводородов [7]. В состав разрабатываемых в настоящее время растворителей добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ), увеличивающие их растворяющую способность и при этом диспергирующие отложения [8].

Несмотря на то, что химические составы для предотвращения образования и удаления отложений разрабатываются и модифицируются на протяжении длительного времени, проблема их подбора для каждого конкрет-

ного случая остается актуальной. Результаты успешных тестирований составов реагентов в лаборатории являются предварительными и всегда требуют подтверждения опытно-промышленными испытаниями [9]. Зачастую из-за недостаточной изученности компонентов отложений, пластовых условий и свойств нефти, предложенные составы могут быть малоэффективными. Так, на месторождениях Вала Гамбурцева (юго-восточная часть Ненецкого автономного округа) из-за достаточно большой глубины залегания нефти (2500 м), присутствия в разрезе многолетнемерзлых пород, невысоких пластовых температур (41–43°C) и высокой температуры кристаллизации парафина (38°C) на стенках скважин образуются прочные АСПО [10]. Введение специально подобранного в лабораторных условиях ингибитора в скважины № 5016 и №5008 не привело к устойчиво положительным результатам: были отмечены случаи возрастания интенсивности отложения АСПО, что привело к сокращению межочистного периода [11].

Авторы [5, 2] отмечают, что дальнейшее совершенствование технологий предотвращения образования и удаления АСПО должно быть направлено на совмещение различных методов с целью повышения эффективности их действия. Так, на многих месторождениях используют ингибиторы в сочетании со спущенным в скважину греющим кабелем и термохимические обработки [12, 4].

Обработка скважин химическими реагентами осуществляется с помощью глубинных дозаторов и устьевых блоков подачи реагента. Наряду с совершенствованием химических составов, совершенствуются и способы проведения обработки скважин, например, разрабатываются и внедряются дозаторы различных конструкций [1]. В 2011 году специалистами ОАО «Башнефть-Добыча» для повышения эффективности промывки скважин растворителем была разработана методика доставки растворителя на прием глубинного насоса в чистом виде (без перемешивания с продукцией). Методика заключается в спуске герметичного хвостовика под насос и заведении в этот хвостовик капиллярного рукава. Скважина останавливается и через капилляр производится закачка порции чистого растворителя на прием насоса, затем насос запускается в работу. Благодаря данной методике, удалось повысить эффективность обработок в 2–3 раза [13].

Образование АСПО может происходить как в скважине (если температура нефти в пласте выше температуры начала кристаллизации парафина), так и в самом пласте (если температура нефти в пласте ниже температуры начала кристаллизации парафина), приводя к закупориванию каналов и снижению проницаемости. Второй вариант возможен при осуществлении заводнения путем закачки в продуктивный пласт холодной воды [8]. В связи с этим разрабатываются и совершенствуются технологии, связанные с добавлением ингибитора к нефти, еще находящейся в пласте. Их цель – не допустить отложения парафина в пласте, улучшить поглощение ингибитора пластом и не допустить его быстрого выхода на поверхность вместе с неф-

тью, т.е. подобрать ингибитор необходимой концентрации с оптимальными адсорбционно-десорбционными свойствами. Подобные исследования осуществляются в лабораториях на различных образцах нефти и керновом материале [14]. На практике для увеличения поглощения ингибитора пластом после очистки и обратной промывки скважины, пласт обрабатывается активатором, затем закачивается нефтяной буфер, ингибитор и осуществляется промывка сырой нефтью. После закрытия скважины на сутки добыча возобновляется. Применение этого метода на месторождениях Венесуэлы, Персидского и Мексиканского заливов, Адриатического моря позволило увеличить дебит нефти и сократить частоту очистки скважины [15].

Образование АСПО вызывает затруднения при добыче нефти: осложняется эксплуатация скважин, снижается их производительность и сокращается время безаварийной работы оборудования, особенно на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки. На многих из них сталкиваются как проблемой образования АСПО, так и с растущей обводненностью продукции, образованием солеотложений, повышенным выносом из пласта механических примесей, коррозией оборудования. В работе [4] показано, что увеличение обводненности продукции приводит к образованию стойких ВНЭ и усилению процесса осадкообразования. Лабораторные исследования действия ингибиторов АСПО для таких условий позволили подтвердить закономерность: для ВНЭ наиболее эффективны ингибиторы на основе ПАВ по сравнению с ингибиторами на полимерной основе. Это же утверждение подтверждается лабораторными исследованиями образцов нефти месторождений ООО «Лукойл-ПЕРМЬ» [9].

На сегодняшний день химические методы борьбы с АСПО представляют собой наиболее перспективное и технологичное направление решения данной проблемы. Вместе с тем невозможность разработки универсального состава химического реагента из-за различия физико-химических свойств нефтей, высокая стоимость реагентов, зачастую полуэмпирический подбор составов, – эти и некоторые другие проблемы все еще стоят перед учеными, и их решение является актуальной задачей дальнейшего углубления исследований в этой области.

Список литературы

1. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
2. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
3. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения/ Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №1. – С. 268–284.

4. Миллер, В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): Дисс. канд. тех. наук.02.00.13 / Миллер Вероника Константиновна – Москва, 2016. – 196 с.

5. Волкова, Г.И., Лоскутова, Ю.В., Прозорова, И.В., Березина, Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.

6. Егоров, А.В. Ингибитор парафиноотложения комплексного действия для нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей / А.В. Егоров, В.Ф. Николаев, К.И. Сенгатуллин, И.Я. Муратов, Х.Г. Зайнутдинов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №2. – С.334–348.

7. Иванова, Л.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №2. – С. 257–268.

8. Рогачев М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.

9. Глущенко, В.Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений / В.Н. Глущенко, Л.М. Шипигузов, И.А. Юрпалов // Техника и технология добычи нефти. – 2007. – №5. – С. 84–87.

10. Турукалов, М.Б. Анализ проблемы отложения тяжелых органических соединений на примере месторождения вала Гамбурцева // Электронный научно-технический журнал Физико-химический анализ свойств многокомпонентных систем. – 2006. – № 4. – С. 1–6.

11. Переседов, А. Эмаль против АСПО и коррозии труб // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 19. – С. 58–61.

12. Герасимова, Е.В., Ахметов, А.Ф., Красильникова Ю.В. Растворители-теплоносители для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – №2. – С. 37–44.

13. Еникеев, Р.М. Башнефть-Добыча: опыт работы с осложненным фондом скважин / Р.М. Еникеев, С.Е. Здольник, А.Р. Гарифуллин // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – №19. – С. 70–73.

14. Коробов, Г.Ю., Рогачев, М.К. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений в поровом пространстве карбонатного коллектора // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – №1. – С. 89–100.

15. Акбарзаде К. Асфальтены: проблемы и перспективы / К. Акбарзаде, А. Хаммами, А. Харрат, и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – С. 28–53.

Научный руководитель – Тананыхин Д.С., канд. техн. наук, доцент

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МАЛОЭНЕРГОЕМКОГО ГРП ДЛЯ ПЛАСТА, НАСЫЩЕННОГО НЕФТЬЮ ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТИ

Бакин Д.А.

Тюменский индустриальный университет

Введение

Гидравлический разрыв пласта – это метод увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, заключающийся в образовании новых трещин или расширении некоторых уже существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. ГРП является одним из наиболее эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих низкопроницаемые, слабодренируемые коллектора [1] и в настоящее время получил широкое повсеместное распространение.

Пласт-коллектор на глубине находится в механически напряженном состоянии, которое можно охарактеризовать тремя главными напряжениями: одно вертикальное, которое почти во всех случаях глубоких пластов (на глубинах свыше 500 м) является наибольшим из этих трех, и двух горизонтальных, одно минимальное и другое максимальное. Гидроразрывная трещина будет направлена по нормали к наименьшему напряжению, вследствие чего практически во всех случаях, встречающихся в нефтяной промышленности, трещины вертикальные.[2]

Однако, как уже было сказано, в случае, если пласт залегает на небольшой глубине, вертикальное напряжение может оказаться меньше, чем горизонтальное. Это приводит к горизонтальному характеру распространения трещины (рис. 1).

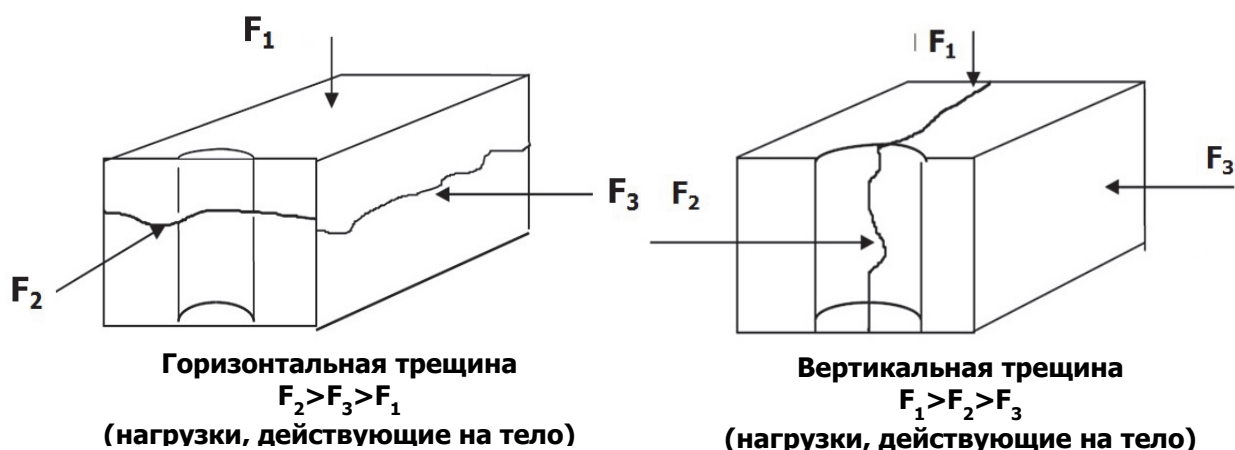


Рисунок 1 – Направление распространения трещин ГРП

Опыт и анализ применения малообъемного ГРП

В представленной работе была проанализирована эффективность ГРП для тиманских отложений одного из месторождений республики Коми, которые можно охарактеризовать как нетрадиционные для применения ГРП, по нескольким причинам:

- Средняя глубина залегания пласта 80 м;
- Вязкость нефти 27 сП;

Также необходимо уточнить, что пласт является высоко расчленённым (коэффициент расчленённости равен 9.5). На рассматриваемом месторождении было проведено 8 мероприятий ГРП на 6 скважинах (рис. 2).

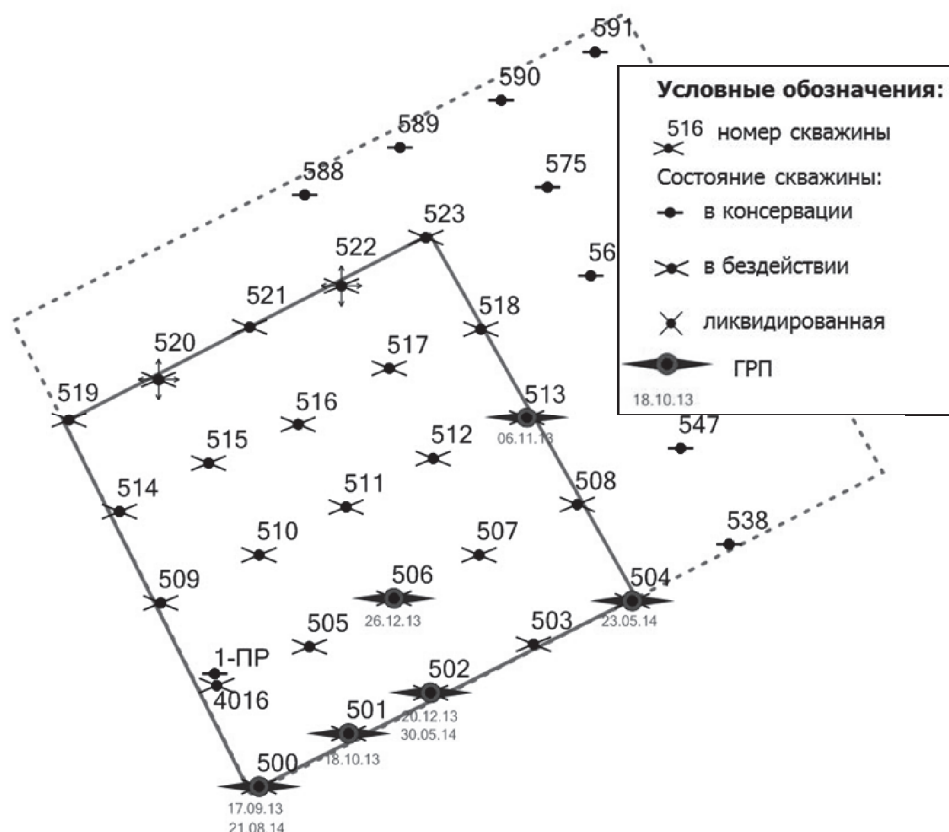


Рисунок 2 – Карта проведенных мероприятий ГРП

В качестве жидкости разрыва использовалась нефть, в качестве продавочной – техническая вода с добавкой KCl. В ходе подготовительных мероприятий производился спуск НКТ до нижнего интервала перфорации, закрытие запорной арматуры, обвязка скважины с насосным агрегатом (ЦА-320), приготовление закачиваемой жидкости (нефть+проппант) и продавочной жидкости (вода+KCl), опрессовка нагнетательной линии под давлением 60 кгс/см², заполнение скважины технической водой. Количество необходимых для закачки реагентов рассчитывалось индивидуально для каждой скважины в зависимости от мощности вскрытого коллектора.

Далее производилась задавка технической воды в пласт до момента резкого снижения давления, свидетельствующего о достижении давления разрыва и начале роста трещины. После этого производилась закачка через НКТ подготовленного объема нефти с проппантом, продавка технической водой с КСl. В ходе мероприятия происходила непрерывная регистрация затрубного давления, давления закачки и давления в НКТ, регистрация расхода агента.

Затем производился демонтаж обвязки устьевого оборудования с насосным агрегатом, после чего скважина оставалась на пропитке от 12 до 96 часов. По истечении времени пропитки производился замер давления, стравливание, спуск НКТ до искусственного забоя, промывка через НКТ до полного прекращения выноса твердых частиц.

В скважине № 2 в 2013г. был проведен ГРП в интервале 59.7- 101.3 м. В скважину было закачено 4 м³ воды, 30 кг КСl, 2 тонны проппанта фракции 16/30, 5 м³ нефти (табл. 1).

Таблица № 1

Показатели ГРП скв. № 2

Интервал ГРП, м	Масса затраченного реагента, в том числе			
	воды, м ³	нефти, м ³	проппанта, т	КСl, кг
59.7-101.3	4	5	2	30

В результате проведения ГРП дебит скважины по жидкости увеличился с 1.9 т/сут до 3.3 т/сут. Дебит скважины по нефти вырос с 0.04 т/сут до 0.29 т/сут, таким образом, прирост составил 0.25 т/сут. Обводненность снизилась с 96.7 до 91.5 %. Эффект от мероприятия длился 14 месяцев, и дополнительная добыча составила 119 тонн нефти.

На рисунке 3 представлена динамика показателей работы скважины № 2.



Рисунок 3 – Динамика показателей скважины № 2 до и после ГРП

Все 8 операций можно считать примерами малообъемного ГРП, т.к. количество проппанта, использованного при каждой из них, не превышало 2.5 т. (табл. 2).

Таблица № 2

Перечень реагентов

№ скв.		Состав жидкости гидроразрыва	Масса проппанта	
			абсолютная, т	удельная, т/метр
1	Первичный	Вода + нефть+ KCl	2	0.11
	Повторный		2	0.11
2	Первичный		2	0.42
3	Первичный		2	0.48
	Повторный		2.5	0.48
4	Первичный		2.3	0.28
5	Первичный		1.5	0.71
6	Первичный		2	0.48

В 6 из 8 мероприятий был получен положительный эффект от применения ГРП, в среднем по эффективным мероприятиям коэффициент продуктивности увеличился в 1.6 раза, что позволяет рекомендовать применение ГРП на месторождении в дальнейшем (табл.3).

Таблица № 3

Эффективность ГРП

Скважина		Показатели до ГТМ (в среднем за 3 месяца)		Показатели после ГТМ (в среднем за 3 месяца)		Дополнительная добыча нефти т
		Кпрод	fv	Кпрод	fv	
		т/(сут*атм)	%	т/(сут*атм)	%	
1	Первичный	0.1	90	1.1	84	20
	Повторный	0.6	88	2.1	89	24
2	Первичный	0.5	98	4.1	91	119
3	Первичный	1.2	90	1.5	90	21
	Повторный	1.6	90	-	92	15
4	Первичный	3.0	96	0.9	90	9
5	Первичный	0.7	95	1.4	83	28
6	Первичный	0.0	78	1.4	87	65
В среднем по эффективным мероприятиям		0.8	93	1.6	89	38

Таким образом, все мероприятия ГРП на месторождении показали свою эффективность. По результатам анализа, продолжительность эффекта в среднем составила 9 месяцев, средняя доп. добыча нефти на скважину 38 т, суммарная доп. добыча по 8 ГРП составила 301 т. При этом наблюдалось увеличение, как дебита жидкости, так и дебита нефти при незначительном

изменении обводненности (от -12 % до +9 %). Увеличение коэффициента продуктивности в среднем составило 102 %.

В результате анализа проведённых мероприятий малообъёмного гидроразрыва пласта была установлена его эффективность в части увеличения коэффициента продуктивности скважин и снижения обводнённости. Получаемый положительный эффект может быть вызван горизонтальным характером распространения трещины ввиду неглубокого залегания пласта.

Список литературы

1. Кац Р., Каневская Р. Руководящий документ по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий (первая редакция). – М: Научно-исследовательские и проектное предприятие «ИНПЕТРО», 1997.

2. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.

3. Алварато В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: ООО «Премиум-инжиниринг», 2011. – 244 с.

Научный руководитель – Синцов И.А., канд. техн. наук, доцент

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИНЯТОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БВ₁₀₋₁₁ ВАН-ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Борисов А.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Основными особенностями Ван-Еганского месторождения являются: наличие большого числа продуктивных пластов по всему нефтегазоносному диапазону разреза осадочного чехла от васюганской свиты юры до покурской свиты верхнего мела, широкий спектр фазовых состояний залежей УВ, а также значительная сложность строения и высокая неоднородность большинства продуктивных пластов, обусловленная фациальной гетерогенностью соответствующих отложений. Общая мощность продуктивной части в разрезе осадочного чехла достигает 1885 м. Промышленная нефтегазоносность продуктивных пластов устанавливалась по результатам испытания скважин и интерпретации комплекса ГИС. Согласно подсчету запасов в продуктивных пластах было выявлено 143 залежи.

Новые эксплуатационные скважины, пробуренные в 2009–2012 гг., уточнили структуру залежей объекта БВ₁₀₋₁₁ и подтвердили принятые уровни контактов. Залежи пластово-сводовые, частично экранированные глинами.

Общая толщина пласта БВ₁₀² изменяется от 5,7 до 18,2 м, в среднем 12,4 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,5 до 11,5 м и в среднем составляют 5,42 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 8,3 м и в среднем составляют 3,17 м. Общая толщина пласта изменяется от 5,96 до 20,2 м, в среднем 13,2 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 6,8 м и в среднем составляют 2,48 м.

Объект БВ₁₀₋₁₁ введен в эксплуатацию в 1989 г. Активная часть разработки данного объекта началась с 2009 года. С начала разработки на 01.01.2017 г. добыто 1.02 млн. т нефти и 2.3 млн. м³ жидкости.

В целом по месторождению на долю объекта БВ₁₀₋₁₁ приходится 0,3% накопленной добычи нефти и 14% текущей. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,082 д.ед.

Закачка воды в пласт с целью ППД начата в 2012 г. накопленный объем закачки составил 2.7 млн.м³. Текущая компенсация отборов закачкой составила 112.8%, накопленная – 118.7%

Основные проблемы разработки объекта это:

- ✓Сложное геологическое строение: небольшая толщина пластов, низкая проницаемость и насыщенность, наличие зон замещений и тектонических нарушений.
- ✓Ввод скважин преимущественно происходит из переводов.
- ✓Слабая или отсутствующая реакция скважин на закачку.
- ✓Невысокая выработка запасов.
- ✓Низкие дебиты скважин по жидкости.

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте сформирована неравномерная, избирательная система разработки. Основная часть запасов нефти не выработана.

В 2016 году наблюдалось существенное отставание фактической добычи нефти относительно проектной. Это связано с более резким снижением количества добывающих скважин, причиной выбытия является предельная обводнённость добываемой продукции.

На 01.01.2017 г. при обводнённости 66% отобрано 27 % от НИЗ, что свидетельствует о низкой эффективности, реализуемой на сегодняшний день системы разработки.

В целом по всему объекту разработки отмечается большая перекомпенсация, но при этом дебиты, как по нефти, так и по жидкости в целом продолжают снижаться. Значительная перекомпенсация мало способствует поддержанию пластового давления на проектном уровне. На текущий момент среднее давление по всему объекту в зоне отбора составляет порядка

220 атм. (при начальном 232 атм.). Расчет объемов необходимой закачки по методу материального баланса соответствует компенсации на уровне 70–80%. На рисунке 1 приведена оценка пластового давления по методу материального баланса.

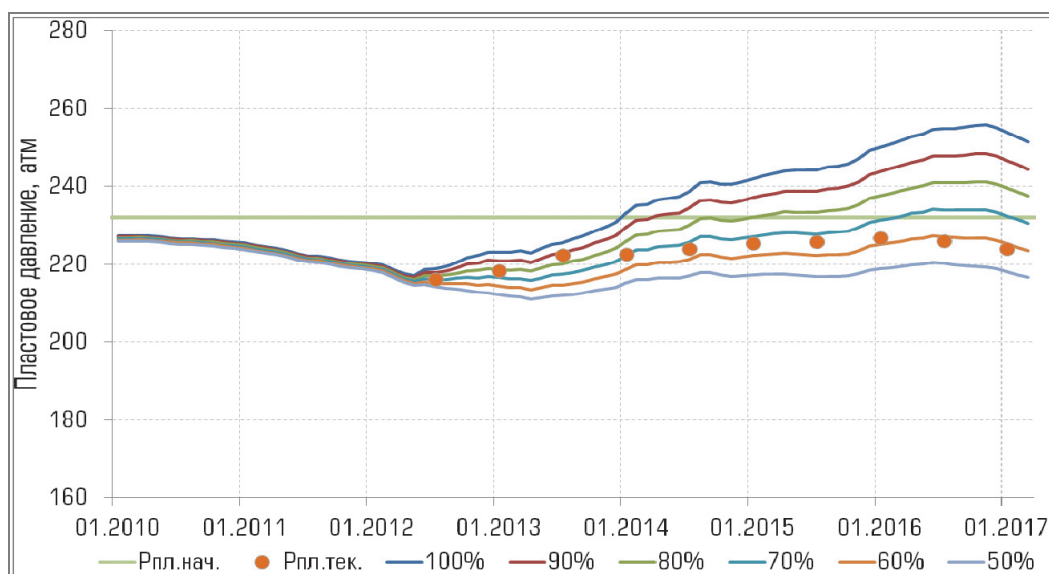


Рисунок 1 – Оценка пластового давления по методу материального баланса

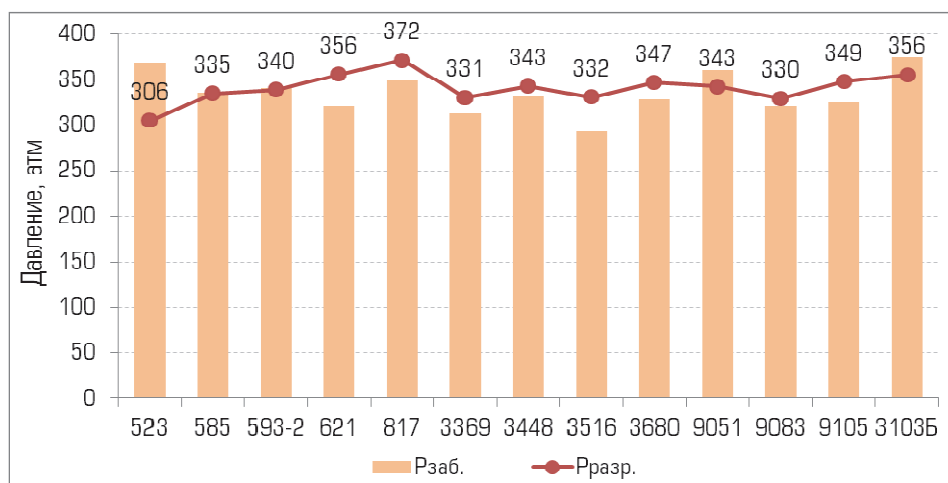


Рисунок 2 – Распределение Pзаб и Pразрыва нагнетательных скважин

Одной из сложностей при разработке объекта является – уход закачиваемой воды в нецелевые объекты. Отсюда слабая реакция скважин и пластового давления на закачку. Предполагается, что первопричиной является уход воды по трещинам после проведения ГРП в нецелевые выше и ниже лежащие пласты БВ₁₂ и БВ₉¹⁻². Еще одним немаловажным фактом является эффект авто-ГРП. При эксплуатации скважин при забойных давлениях близких или превышающих P_{разрыва} происходит образование техногенных трещин и как следствие увеличение показателей приемистости скважин.

При значительном снижении забойного давления, относительно $P_{\text{разрыва}}$, трещины смыкаются и приемистость снижается. На рисунке 2 приведено распределение $P_{\text{заб}}$ и $P_{\text{разрыва}}$ нагнетательных скважин.

По результатам анализа работы скважин (в анализе участвовало 36 добывающих и 20 нагнетательных скважин, работающих одновременно), было установлено оптимальное расстояние от нагнетательной до добывающей скважины оно составило 400–500м. Уменьшение расстояния приводит к преждевременному обводнению продукции скважины. При увеличении – отсутствие реакции скважин на закачку. На рисунке 3 приведена оценка влияния расстояния между скважинами на показатели добычи.

На месторождении, в связи с большим количеством продуктивных пластов, активно осуществляется совместная эксплуатация скважин. Так половина добывающего фонда, работающего на объекте БВ₁₀₋₁₁, эксплуатируется еще как минимум на один объект. Также значительная часть нагнетательных скважин осуществляет закачку одновременно на несколько объектов разработки. Согласно проведенного анализа работы совместных и самостоятельных скважин, работающих в один промежуток времени, было установлено, что показатели работы самостоятельных скважин значительно превосходят показатели совместных.

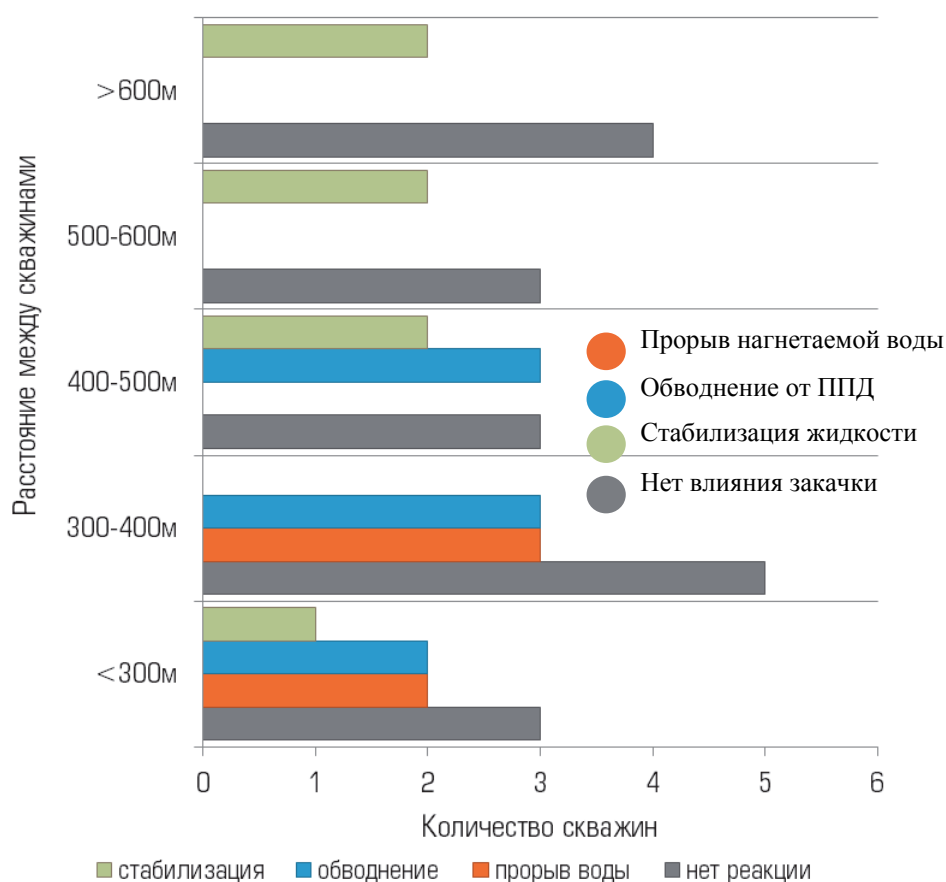


Рисунок 3 – Оценка влияния расстояния между скважинами на показатели добычи

Таким образом, единственным способом увеличить отборы и коэффициент извлечения нефти является ввод и бурение новых скважин на участках, не охваченных разработкой, а так же формировать отборы и закачку в совместных скважинах с использованием оборудования для ОРЭ/ОРЗ.

Научный руководитель – Кривова Н.Р., канд. тех. наук, доцент

ПРИМЕНЕНИЕ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА ОБЪЕКТЕ БВ₂ НОНГ-ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Бураков А.А.

Тюменский индустриальный университет

Действенными путями достижения запроецированных величин коэффициента нефтеотдачи является бурение и эксплуатация скважин сложной архитектуры – горизонтальных, многозбойных, разветвленных горизонтальных, реанимация неэффективного фонда скважин путем бурения дополнительных вторых боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Зарезка боковых стволов является одной из самых эффективных технологий, позволяющих снизить естественное падение добычи нефти на старых месторождениях, существенно увеличить коэффициент извлечения нефти из пластов. Благодаря этой технологии в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти. Технология предусматривает бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием из аварийных обводненных и бездействующих добывающих скважин [1].

Разработка залежей нефти с применением бурения ГС ведется на залежах, приуроченных к стратиграфическим объектам, имеющим достаточно высокие значения этажей нефтеносности или толщину продуктивного пласта. Этот параметр является одним из основных критериев выбора участков.

Выбор направления бурения горизонтальных стволов производится с учетом геолого-промысловых характеристик и истории функционирования соседних скважин, в частности:

- размещение горизонтального ствола в приконтурных зонах рекомендуется производить параллельно контуру нефтеносности или границе раздела «нефть-вытесняющий агент», преимущественно параллельно большой оси структуры;
- при наличии ВНЗ или газонефтяных контактов для исключения преждевременного прорыва воды или газа горизонтальные стволы следует размещать как можно дальше от них;
- при анизотропии поля проницаемости горизонтальный участок ствола располагать ортогонально плоскости максимальной проводимости пласта, т.е. по направлению меньшей проницаемости;

- ГС рекомендуется располагать по самым длинным путям движения потоков жидкости с учетом развития системы заводнения в процессе разработки;
- длину горизонтального ствола в многопластовых залежах устанавливают в пластах прямо пропорционально извлекаемым запасам;

Объект БВ₂ Нонг-Еганского месторождения состоит из двух самостоятельных залежей – Основная и Восточная. Разработка осуществляется с 1978 г. Объект занимает второе место по добыче нефти. Накопленный отбор нефти на январь 2011 года составил 15281,2 тыс. т (отбор от НИЗ – 82,7 %), текущий КИН достиг 0,313 (при утвержденном – 0,378). На объекте БВ₂ применена следующая система разработки: по Основной залежи – треугольная сетка (600×520 м) с плотностью 31,2 га/скв; приконтурное заводнение в сочетании с закачкой в разрезающие ряды, на Восточной залежи – треугольная сетка (550×590 м) с плотностью 32,4 га/скв, система заводнения очаговая. Объект находится на стадии падающей добычи нефти [2].

Для повышения эффективности процесса нефтеизвлечения на анализируемом объекте применяются различные виды ГТМ, в том числе бурение боковых стволов. За 2006-2011 год было пробурено 8 скважин с горизонтальным окончанием, все скважины находятся в пределах Восточной залежи. Длина горизонтальных участков составляет 210-415 м. Схематическое расположение представлено на рисунке 1.

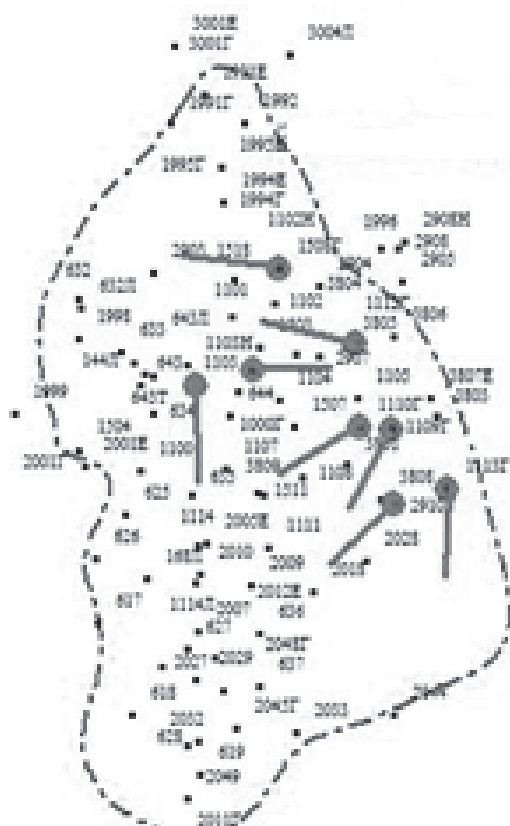


Рисунок 1 – Схематическое расположение скважин с горизонтальным окончанием

По состоянию на 01.04.2011 г. в добыче находится 7 горизонтальных скважин из пробуренных за этот период. Одна скважина № 2107Г пребывает в бездействии по причине аварии. Средние входные дебиты нефти – 54,5 т/сут, жидкости – 93,5 т/сут, при обводненности 42 % (входные дебиты и обводненность представлены в таблице 2). За период работы средний дебит нефти ГС снизился в 4,1 раз, при увеличении обводненности в 2,2 раза. Дополнительная добыча нефти за счет мероприятия составила 155,9 тыс. т. нефти, удельная добыча – 19,5 тыс.т./скв.

Таблица № 1

Показатели по скважинам с горизонтальным окончанием

скв.	Входные показатели (средние за 3 месяца)			Показатели на 01.04.2011г.			Накопленная добыча, тыс.т	
	QH, т/сут	QЖ, т/сут	fв, %	QH, т/сут	QЖ, т/сут	fв, %	нефти	жидкости
2107Г	56,5	82,8	31,8	-	-	-	9	48,1
1000Г	58,4	118,3	50,6	8,2	364,3	97,7	17,2	198,1
1112Г	76,8	83	7,5	12,6	59,7	78,9	30,7	73,9
1110Г	91,3	99	7,8	22,2	149,7	85,2	41	121,6
1109Г	84,9	94,6	10,3	31,7	226,3	86	37,7	128,7
2910Г	11,2	110,3	89,8	3,1	188	98,4	3,5	125,8
1508Г	29,7	113,9	73,9	2,9	162,4	98,2	6,8	130,7
1113Г	26,8	46,4	42,2	12,6	51,5	75,6	10,1	41,8

Входной дебит нефти меньше 20 т/сут был получен по скважине 2910Г. На 01.04.2011 г. скважина работает с предельной обводненностью (98,6%) и дебитом нефти 3 т/сут. Горизонтальный ствол пробурен в обводненную часть пласта. Обводнение может быть связано с подъемом ВНК.

На снижение дебитов ГС и интенсивную обводненность продукции повлияли следующие факторы:

- часть скважин находится вблизи (300–400 м) от контура нефтеносности.
- в некоторых скважинах горизонтальные участки проходят близко (в 1–3 м) от пропластков с насыщенностью нефть + вода.
- близко друг к другу (с расстоянием 350–400 м) пробурены скважины № 1109Г, 1110Г, 2910Г.
- все горизонтальные скважины расположены в одной части залежи в зоне низкой плотности запасов и невысоких толщин 4–6 м. Текущее пластовое давление снизилось на 14–23 % ниже начального из-за отсутствия системы ППД и значительном увеличении отборов.

Таким образом, по горизонтальным скважинам Восточной залежи пласта БВ2 наблюдается значительное снижение дебитов нефти в связи со значительным ростом обводненности продукции за счет подтягивания законтурных вод.

Список литературы

1. Муслимов Р. Х., Хисамов Р. С., Ибатуллин Р. Р. Концепция развития ТЭК РТ // Совершенствование методов проектирования разработки нефтегазовых месторождений Татарстана на современном уровне. Сб. трудов научн.-практ. конф., посвящ. 70-летию Р. Х. Муслимова, Альметьевск, 2–5 ноября 2004. – Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2005 г. – С. 47–52.
2. Дополнение к проекту разработки Нонг-Еганского месторождения 2012 г.

Научный руководитель – Коротенко В.А., канд. техн. наук, доцент

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ АЛГОРИТМА НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ

Валеев Д.Р., Гогуадзе Н.Т.

Нижевартовский государственный университет

На сегодняшний день в нефтяной промышленности наступил новый этап развития. Для него характерна низкая цена на жидкие углеводороды. Наряду с этим, также по-прежнему актуальна проблема истощения традиционных (высокопродуктивных) залежей, введенных в разработку в 70-80гг. прошлого столетия. Месторождения, входящие в стадию промышленной эксплуатации в наши дни, как правило, имеют трудно извлекаемые запасы, характеризующиеся сложностью геологического строения, значительной послойной и зональной неоднородностью, низкой проницаемостью, малой нефтенасыщенностью.

Данные обстоятельства ставят перед специалистами нефтегазодобывающих предприятий задачу постоянного повышения качества принимаемых инженерно-технических решений. Нефтяной промысел относится к сложным промышленным системам, имеющим колоссальные объёмы обрабатываемой и генерируемой информации. К сожалению, любому человеку свойственны ограничения возможностей и наличие ошибок в принимаемых решениях. Далек не всегда профессиональные, психофизические и интеллектуальные характеристики специалиста соответствуют уровню и сложности решаемых задач.

Причины, вызывающие ошибочные действия инженерно-технического персонала, можно объединить в несколько групп:

- недостаточность информации, необходимой для правильного принятия решения;
- ошибки, вызванные внешними факторами (шум, вибрация, недостаток освещения).

- ошибки, вызванные физическим и психоэмоциональным перенапряжением, свойственным человеку;

Как правило, большинство принимаемых инженерных решений являются продуктом проведения стандартных операционных процедур, пошаговых инструкций. Большинство ошибок происходит, когда специалисты отходят, игнорируют или не используют стандартные операционные процедуры, установленные в регламентной и локально-нормативной документации.

Автоматизация процессов принятия решений – действенный способ увеличения эффективности производственных процессов, уменьшения нагрузки на персонал, вызванной монотонной и однообразной работой, которую возможно возложить на ЭВМ, снижения затрат, связанных с некорректностью решений и ошибками.

Основной штатной единицей геологической службы является геолог. Для выполнения возложенных на него функций геолог по разработке нефтяных и газовых месторождений обязан:

1. Осуществлять периодический анализ разработки месторождений.
2. Контролировать проведение промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин.
3. Контролировать выполнение утверждённого технологического режима работы скважин.
4. Разрабатывать предложения по совершенствованию разработки месторождений, доразведки залежей нефти и газа. Включая подбор скважин кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий.
5. Оформлять документы на ликвидацию, консервацию и возврат скважин по геологическим причинам.

В качестве примера рассмотрим возможность автоматизации контроля технологического режима нефтяных скважин.

Рост обводненности скважинной продукции является неотъемлемой частью процесса разработки залежи и эксплуатации нефтяных скважин. По этой причине наиболее важной и сложной задачей, стоящей перед геологами, задействованными в добыче нефти, является определение причин обводнения каждой конкретной скважины. Разберем детально возможность снижения трудозатрат на проведение анализа обводненности путем внедрения программного обеспечения на основе нечеткой логики.

Причины роста обводненности скважин можно разделить на 5 группы:

- конусообразование подошвенной воды;
- прорыв законтурных вод;
- прорыв нагнетаемых в пласт вод системой ППД;
- негерметичность эксплуатационной колонны и заколонные циркуляции;

Диагностика причин обводнения сводится к анализу факторов риска обводненности продукции, значения которых и являются граничными условиями выбора той или иной причины обводнения скважины. Выделяют следующие факторы риска обводнения скважинной продукции:

1. Расстояние до нагнетательной скважины (м)
2. Изменение объёмов закачки, влияющей ППД по сравнению с 3 и 6 месячной давностью.
3. Текущая компенсация по элементу заводнения
4. Отношение максимального значения проницаемости в разрезе к среднему.
5. Расстояние до внешнего контура нефтеносности
6. Расстояние от подошвы интервала перфорации до ВНК по вертикали.
7. Анизотропия
8. Величина забойного давления
9. Количество сероводорода в нефти
10. Количество взвешенных частиц в добываемой жидкости
11. Время эксплуатации скважины.
12. Количество проведенных ТКРС
13. Количество изолированных интервалов перфорации
14. Расстояние до ближайшего водонасыщенного пласта по вертикали



Рисунок 1 – Функция принадлежности нечеткого множества влияния расстояния до скважины ППД

Для всех значений выбранного фактора риска задается функция принадлежности к каждой выбранной причине обводнения. В качестве примера разберем влияние фактора риска «Расстояние до нагнетательной скважины» на обводнение скважины путем прорыва нагнетаемых в пласт вод системой ППД (Рисунок 1).

При большом расстоянии до нагнетательной скважины добывающая скважина не может обводняться водой от закачки на расстоянии свыше

1100 м – однозначно большое расстояние, выражение ложно, 350 м – однозначно маленькое расстояние, выражение верно, 350–1100 м – выражение неоднозначно.

Таким образом, по каждому влияющему фактору можно определить значения функции принадлежности в зависимости от его величины для каждой причины обводнения.

Для получения общей вероятности умножаем значения функций принадлежности на значения веса каждого фактора. Будим считать, что факторы равнозначны, тогда вес фактора будет определяться формулой 1:

$$r = \frac{1}{n} \quad (1)$$

где n – количество факторов.

Зная значения каждого фактора, возможно определить общую степень вероятности каждой причины обводнения:

$$P = \sum_{i=1}^n r_i \mu_i \quad (2)$$

где r_i – вес i -го фактора риска, μ_i – функция принадлежности i -го фактора риска.

Далее путем сравнения вероятностей причин обводнения скважин возможно определить истинную причину обводнения скважины.

Представленная в статье методика позволяет сделать вывод о возможности автоматизации основных функций промыслового геолога путем реализации алгоритмов принятия решения на основе экспертных оценок.

Список литературы

1. Дон Уолкотт, Разработка и управление месторождениями при заводнении: учебное пособие / Дон Уолкотт ; пер. с англ. Ю. А. Наумов – Москва: Юкос, 2001. – 144 с.
2. Ермолаева В. В., Батаев Р. В. Автоматизированные интеллектуальные системы и нечеткая логика // Молодой ученый. – 2016. – №10. – С. 54–56.
3. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник / Ю. П. Желтов. – Москва: Недра, 1986. – 333 с.
4. Чоловский И. П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных месторождений. – М., Недра, 1997 г.

Научный руководитель – Никонова Е.З., канд. пед. наук, доцент

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПО ТЕХНОЛОГИИ ZETAGEL НА ОБЪЕКТЕ БС₁₀¹ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гайнуллин Ю.И.
Тюменский индустриальный университет

В наше время методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и методы интенсификации притока (МИП) являются основополагающей частью разработки месторождений. Так как многие разрабатываемые месторождения находятся на заключительных стадиях разработки, всё больше в разработку вовлекаются объекты трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Одним из наиболее популярных и применяемых методов повышения нефтеотдачи (МПН) является гидравлический разрыв пласта (ГРП) и всё чаще для данного вида МПН применяются различные инновационные технологии, что позволяет улучшить различные характеристики процесса и результата метода. [1]

В данной статье я хотел бы подробно рассмотреть одну из новых технологий проведения ГРП, а именно гидравлического разрыва пласта по технологии ZetaGel.

ZetaGel – это маловязкая двухкомпонентная система для проведения ГРП на основе ПАВ (поверхностно-активных веществ).

Система приготовлена на основе пресной воды, а в её состав, при постоянном перемешивании, вводят: биоцид BioClear 1000, стабилизатор глин и сланцев NCL 100, деэмульгатор NE 201, катионный ПАВ WGA 305, а затем, при низкой скорости перемешивания (во избежание вспенивания), анионоактивный компонент (ПАВ) WGA 300. При этом раствор становится более мутным и в течении 1-2 минут образовывается вязкий, упругий гель.

Как видно из таблицы №1, на пласте БС₁₀¹ Южно-Ягунского месторождения было выполнено 10 ГРП по технологии ZetaGel, начальный прирост нефти оказался равен 10,1 т/сут, а текущий – 6,3 т/сут.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Основная часть операций выполнена в юго-западной части объекта разработки (6 случаев). В сравнении с предыдущими операциями на участке, в 5 из 6 случаев получены большие результаты по дебиту нефти (среднее значение прироста дебита по прошествии 3-ёх месяцев после ГРП 13,7 т/сут по технологии ZetaGel и 10,2 т/сут стандартными обработками ГРП). Сравнение операций ГРП по технологии ZetaGel со стандартными ГРП по приросту дебита представлены на рисунке 1.

Таблица № 1

Результаты по технологии ZetaGel в сравнении со стандартными обработками скважин за 2011 год на объекте БС₁₀¹ Южно-Ягунского месторождения. Эксплуатационный фонд:

Вид технологии	Кол-во ГРП	Масса проппанта, т.	После ГРП			Прирост дебита нефти, т/сут		Средний текущий прирост, т/сут.
			Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Планный	Начальный	
ZetaGel	10	7,3	61,7	15,4	60,9	8,6	10,1	6,3
Станд. ГРП	1	19,8	34	16,5	47	9,4	6,5	7,5

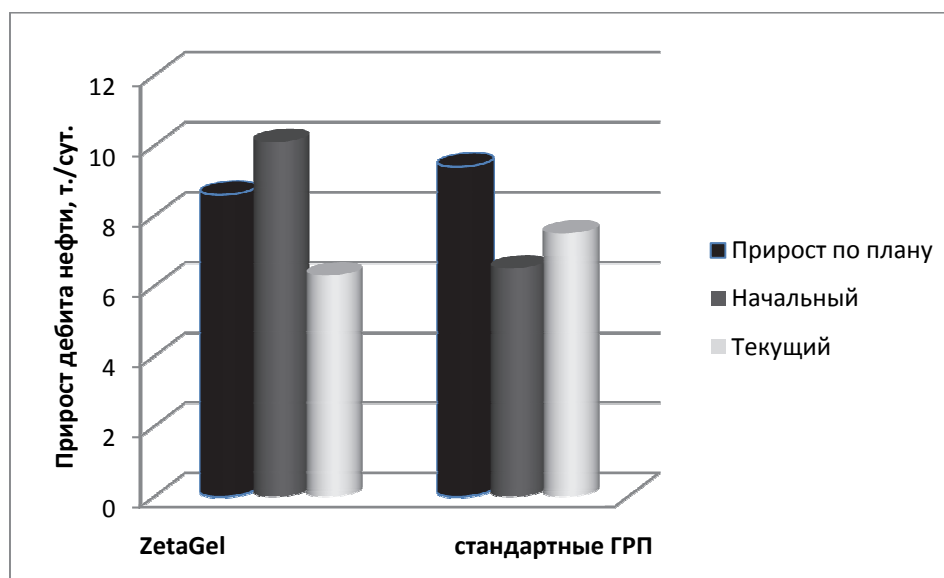


Рисунок 1 – Распределение операций ГРП по технологии ZetaGel по начальному приросту дебита

Критерии подбора скважин-кандидатов для данной технологии, полученные в результате опытных работ:

- температура в пласте менее 75 °С
- невысокая проницаемость коллектора, т.к. в ином случае ширина трещины будет недостаточной
- мощность глинистой перемычки более 4 метров

Самые низкие уровни обводненности были получены после ГРП с закачкой 6 и 7 т проппанта на скважинах №155, №1212. Однако на скважине №1287, где закачено 6 т проппанта, недостаточная мощность глинистой перемычки (3,5 м) не позволила предотвратить обводнение скважины. [2]

Таким образом, система ZetaGel представляет собой двухкомпонентную гелевую систему на основе ПАВ, обеспечивающую быстрое образование геля. В отличие от жидкостей гуарового типа, для которых характерно образование нерастворимого остатка после полной деструкции, система

ZetaGel разлагается без осадка. Недостатком системы ZetaGel является сильное вспенивание раствора при перемешивании на высоких скоростях и низкая песконесущая способность.

Для снижения количества преждевременных остановок в процессе закачки во время ГРП по технологии ZetaGel желателно использовать концентрацию проппанта не более 700 кг/м^3 .

По результатам ОНР, с 2012 года было решено использовать данную технологию в промышленных масштабах.

Список литературы

1. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти, М.: Недра, – 1991.

2. Дополнения к уточненному проекту разработки Южно-Ягунского месторождения от 21.04.2011 г. / ООО «КогалымНИПИнефть» – Когалым, 2011.

Научный руководитель – Кононенко А.А., канд. техн. наук, доцент

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН, ИМЕЮЩИХ ЗАБОЙНЫЕ ДАВЛЕНИЯ НИЖЕ ОПТИМАЛЬНЫХ В УСЛОВИЯХ ТУЛЬСКОГО И ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ»

Гимазова Л.Я., Ефарова А.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт

В настоящее время накоплен большой фактический материал [1], свидетельствующий о том, что снижение забойного давления в добывающей скважине ниже давления насыщения не может быть ограниченным.

Для девонских отложений Урало-Поволжья допустимо временное снижение забойного давления до $0,75 P_{нас}$ [2].

Авторами в работе проанализированы особенности работы скважин тульского и верейского горизонтов месторождений НГДУ «Ямашнефть» в период с 2005 по 2015 г. с целью определения возникновения ремонтов при эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения

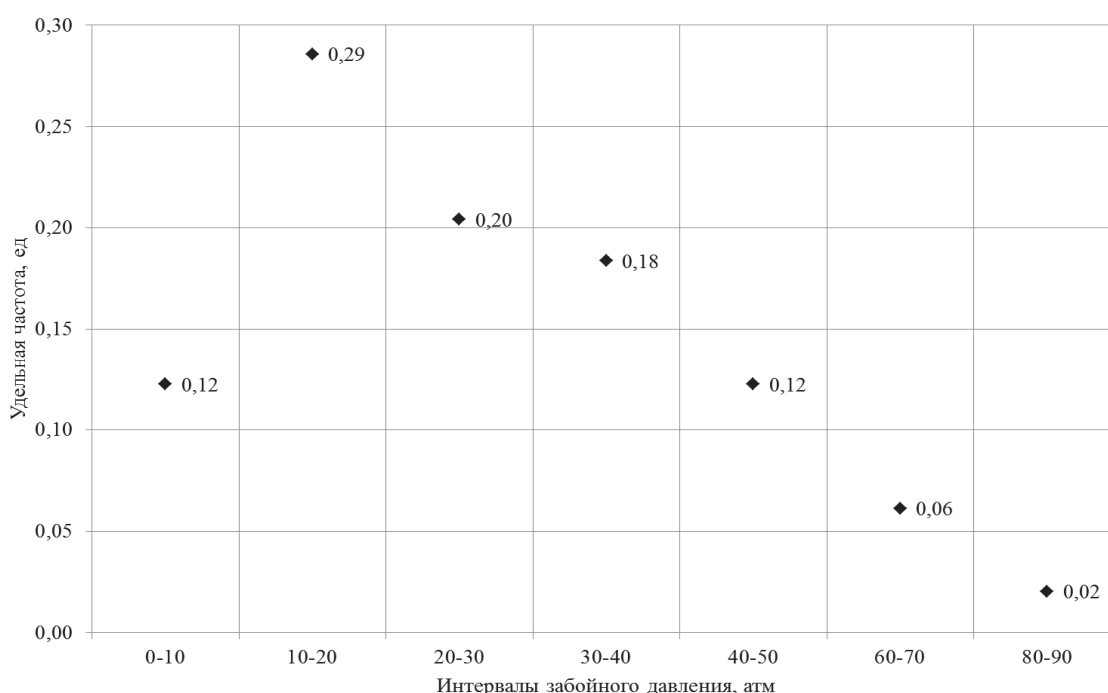
Кроме того, выполнено разделение ремонтов скважин по каждому рассматриваемому горизонту на 2 группы. К первой группе отнесены ремонты, связанные с эксплуатационными отказами оборудования, и вторая группа: ремонты по причине возникающих осложнений в процессе эксплуатации, в виде различных отложений. (В работе приняты следующие

величины давления насыщения: для тульского горизонта – 27 атм., для верейского горизонта – 24 атм.).

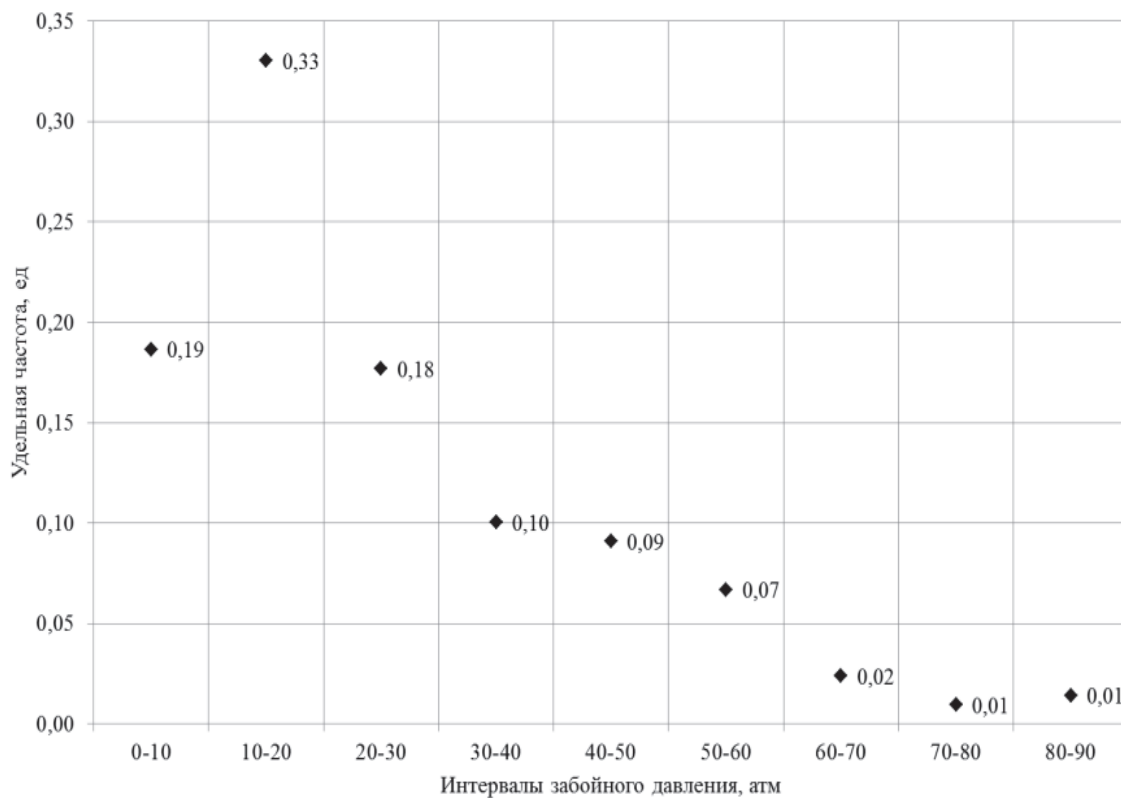
Анализ удельной частоты ремонтов скважин верейского горизонта, вышедших в ремонт по анализируемым причинам ремонтов в зависимости от интервалов забойного давления (рисунок 1) показал, что в интервале давлений 10-20 атм., а также на скважинах, эксплуатирующихся в пределах отложений тульского горизонта в интервале давлений 30-40 атм. удельная частота ремонтов выше по сравнению с остальными интервалами забойного давления, данный диапазон давлений для скважин рассматриваемых горизонтов можно отнести к области давлений близким по значению к давлению насыщения.

Рассматривая графики зависимостей коэффициента продуктивности от забойного давления (рисунок 2) наблюдается увеличение общего тренда коэффициентов продуктивности по мере приближения к области высоких давлений. Ввиду хаотичного расположения точек нет возможности оценить полного влияния забойного давления на коэффициенты продуктивности, поэтому теория о том, что снижение забойных давлений ведет к уменьшению или к увеличению коэффициентов продуктивности на данном примере не доказана.

Из приведенных в данной работе зависимостей нельзя дать точную оценку является ли выход скважин в ремонт по причине возникающих осложнений и нагрузок на оборудование следствием снижения забойного давления ниже давления насыщения. Важно отметить, что в рассмотренных скважинах низкие забойные давления являются следствием малопроductивности скважин и низких коэффициентов продуктивности.

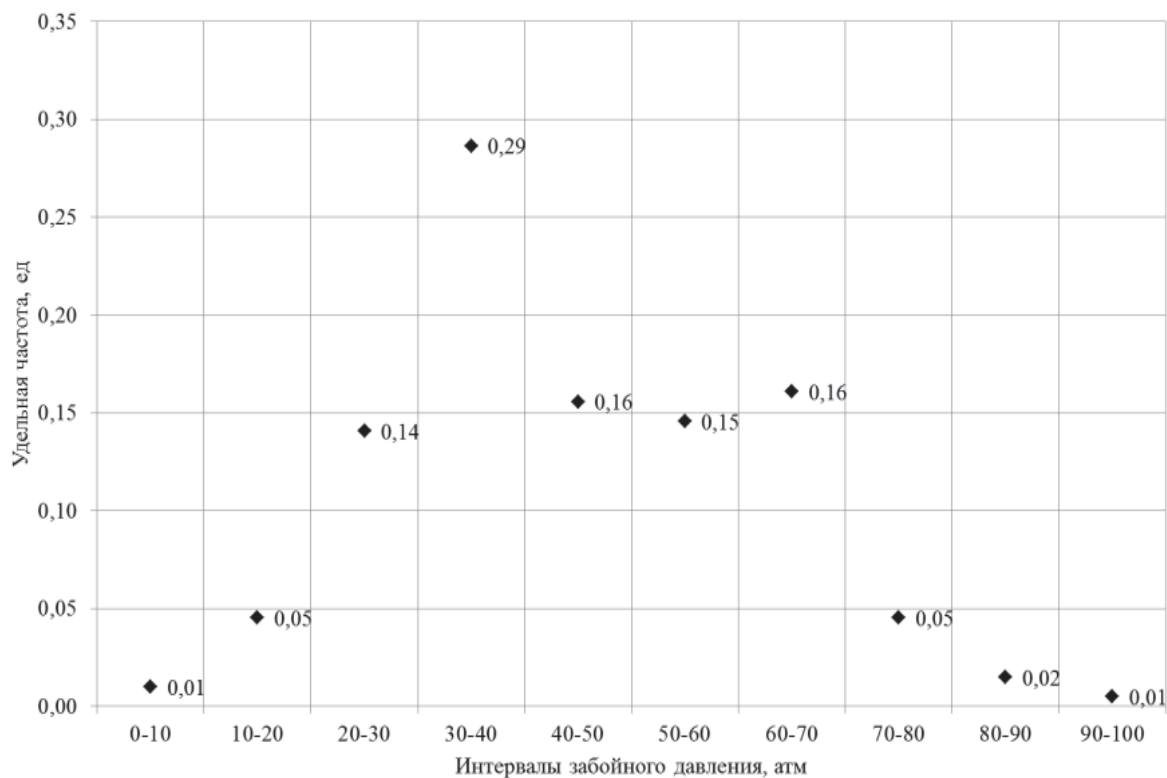


а)

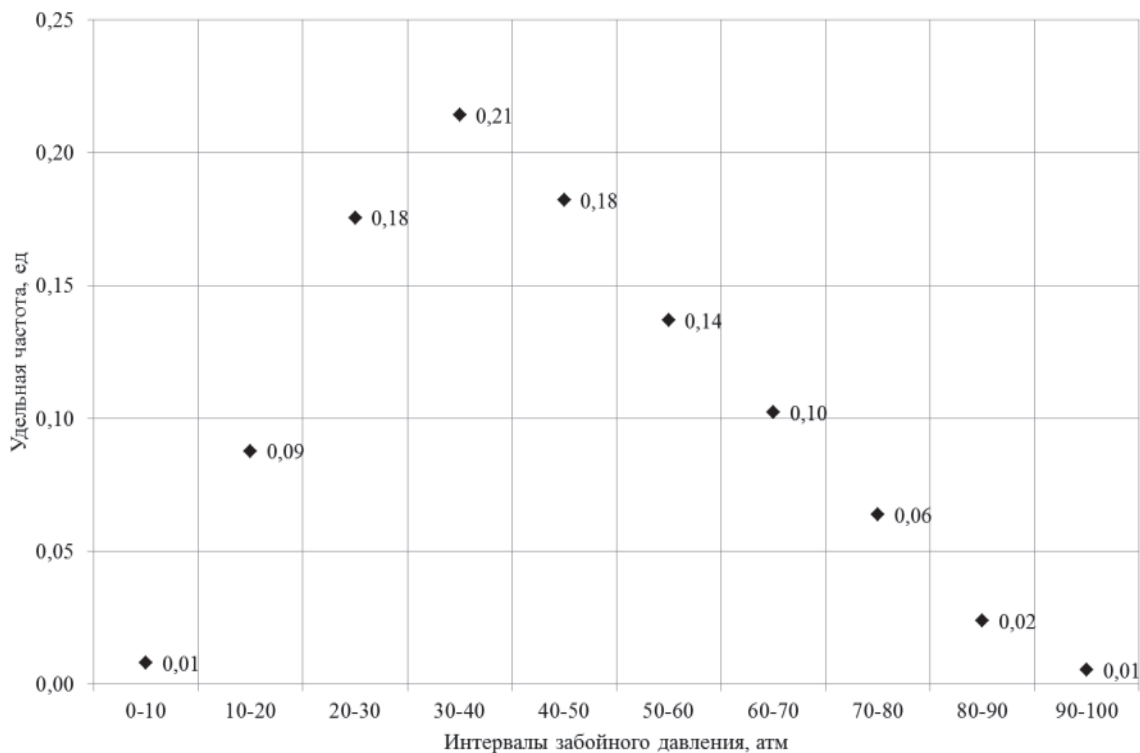


б)

Данные по скважинам верейских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (а) и эксплуатационных отказов (б)



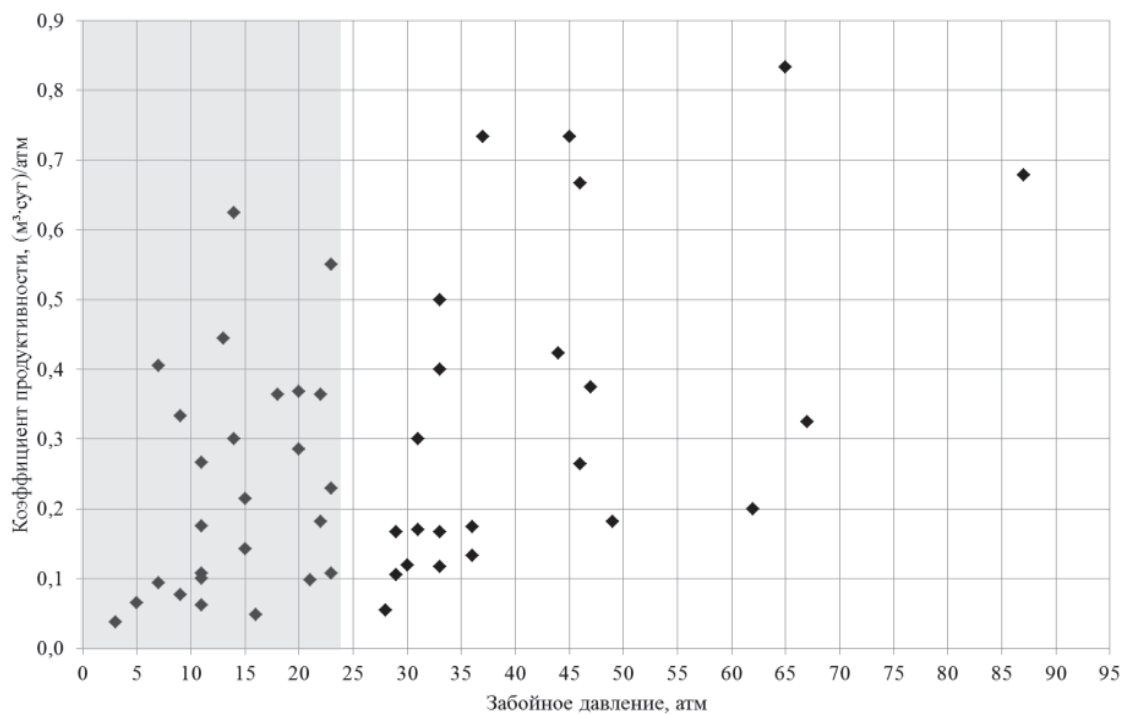
в)



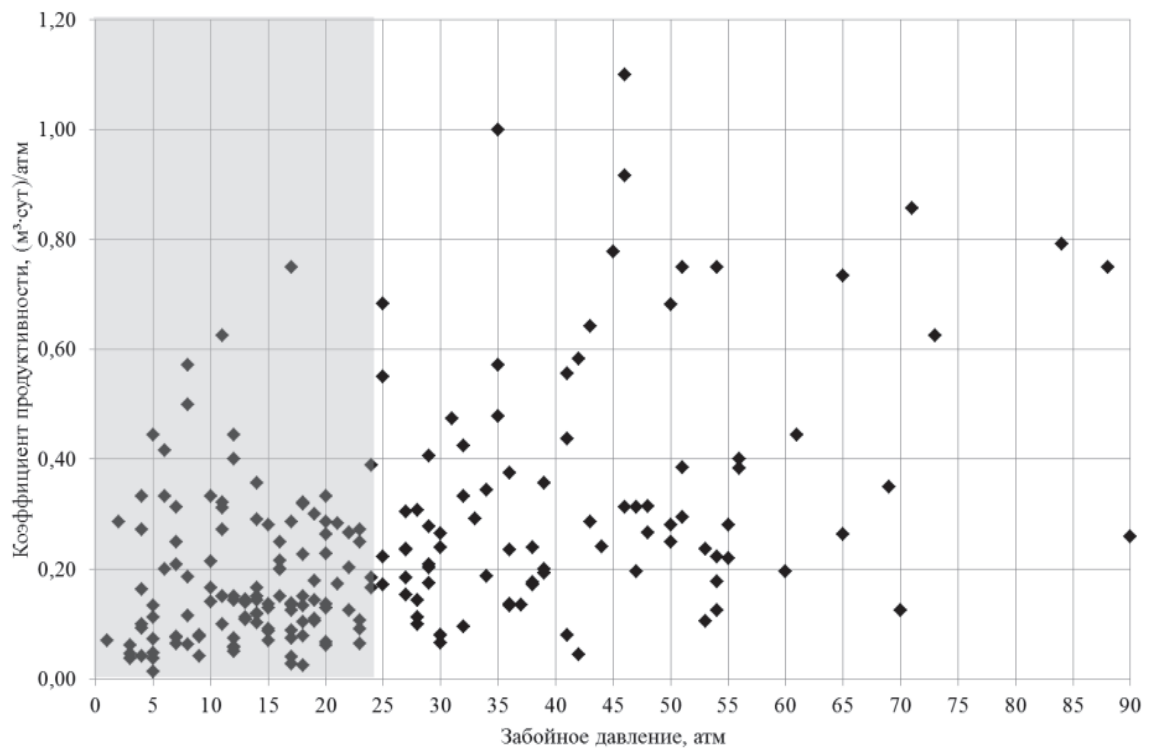
г)

Данные по скважинам тульских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (в) и эксплуатационных отказов (г)

Рисунок 1 – Частота возникновения ремонтов в зависимости от интервалов забойного давления

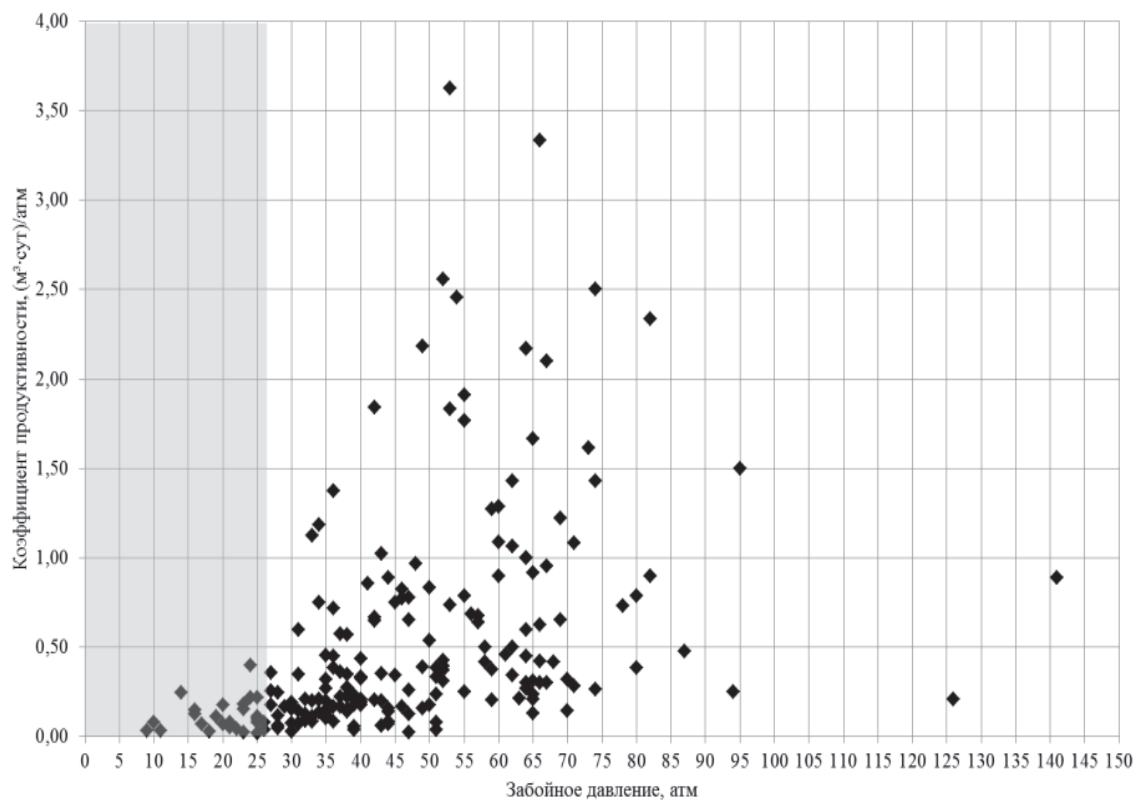


а)

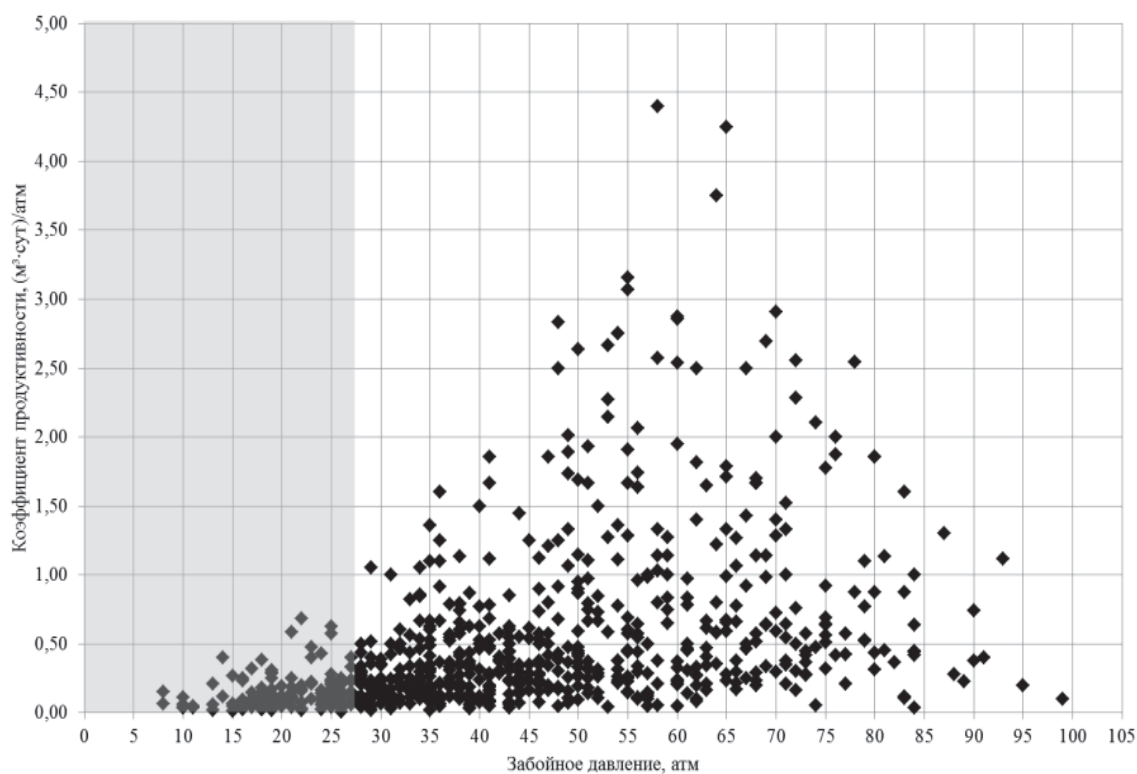


б)

Данные по скважинам верейских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (а) и эксплуатационных отказов (б)



в)



г)

Данные по скважинам тульских отложений, вышедших в ремонт по причине возникающих осложнений (в) и эксплуатационных отказов (г)

Рисунок 2 – Влияние забойного давления на коэффициенты продуктивности

Таким образом, на сегодняшний день актуальным является решение вопросов о проблемах, которые могут возникнуть при эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения [3]. Эксперименты, которые проводятся в настоящее время в скважинах, с высокими коэффициентами продуктивности позволят дать наиболее точную оценку влияния анализируемых параметров, т.к. в данном случае низкие забойные давления не являются следствием малодобитности скважин.

Список литературы

1. Сагдиев Р.Ф. Особенности установления режима работы добывающей скважины при эксплуатации с забойным давлением ниже давления насыщения // Автореферат на соискание ученой степени к.т.н. – Москва. – 2003. – 173 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти// М.: Российский государственный университет нефти и газа И.М. Губкина. – 2015. – 448 с.
3. Хисамутдинов Н.И., Сарваретдинов Р.Г., Сагитов Д. К. К оценке величины фактического давления насыщения нефти в пласте и на забое

скважин по характеристике физико-химических свойств газонефтяной смеси // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 9. – С. 9

Научный руководитель – Гарипова Л.И. канд. техн. наук, доцент

МЕТОД ГДИ ДЛЯ СКВАЖИН С ВЫСОКИМИ ДЕБИТАМИ

Гладких А.Е.

Тюменский индустриальный университет

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

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

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

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

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

ГДИ в скважинах с высоким пластовым давлением

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

1. Метод КВД
2. Метод индикаторной кривой

Метод КВД – предполагает регистрацию изменения давления в остановленной скважине, закрытой путем герметизации устья, после непродолжительной работы с известным дебитом. Учитывая немаловажное влияние «после притока», длительность КВД должна быть не менее 3-5 су-

ток. Измерения давления обязательно сопровождаются данными о предистории эксплуатации скважины за период в 5–10 раз превышающий период исследований.

Особенности:

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

Основными параметрами, определяемыми по КВД, являются:

- пластовое давление;
- коэффициент гидропроводности (проницаемости);
- коэффициент пьезопроводности;
- приведенный радиус;
- скин-фактор;
- коэффициент продуктивности на 10 суток;
- коэффициент продуктивности потенциальный;
- радиус зоны исследования;
- время стабилизации режима.

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

- Регистрация кривых давления и температуры производится автономными манометрами типа АЦМ-4 и комплексными приборами СОВА
- Индикаторные кривые описывают зависимость между перепадами давления в скважине и ее дебитом, что является существенным инструментом для понимания поведения пласта и оценки производительности скважин.

Выводы

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

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

Список литературы

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

Научный руководитель – Каширина К.О., канд. техн. наук, доцент

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ КАК МЕТОД БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ

Гладких А.Е.

Тюменский индустриальный университет

Разработаны мероприятия и критерии внедрения полимерного заводнения для уменьшения обводненности пластов и увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Полимерное заводнение является одним из первых испытанных физико-химических методов воздействия на пласт, снижающих проницаемость водопроводящих каналов и способствующих повышению охвата пласта заводнением, и остается одним самых эффективных методов предотвращения обводнения на сегодняшний день. Полимерное заводнение заключается в добавлении полимера в воду для уменьшения ее подвижности. Получаемое увеличение вязкости, а также уменьшение проницаемости по водной фазе, которое происходит при использовании некоторых полимеров, является причиной более низкого отношения подвижностей. Как правило, полимерное заводнение бывает экономически выгодным только в тех случаях, когда отношение подвижностей при обычном заводнении высоко, неоднородность пласта большая или отмечается сочетание этих двух факторов.

Причины и пути преждевременного обводнения

Отбор нефти может сопровождаться прорывами воды в добывающие скважины. Причинами прорывов являются:

1. Проницаемостная зональная (по площади) и слоистая (по толщине пласта) неоднородность залежи;
2. Вязкостная и гравитационная неустойчивость вытеснения; особенность размещения добывающих и нагнетательных скважин;
3. Залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения;
наличие высокопроницаемых каналов и трещин, особенно в трещиновато-пористом коллекторе;
4. Негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Эффективность применения метода

Существует три способа применения полимеров в процессах добычи нефти:

1. При обработке призабойных зон для улучшения рабочих характеристик нагнетательных скважин или обводненных добывающих скважин за счет блокирования зон высокой проницаемости.
2. В качестве агентов, которые могут сшиваться в пласте, закупоривая зоны высокой проницаемости на глубине. Для осуществления этих процессов нужно, чтобы полимер закачивался с неорганическим катионом металла, который образует впоследствии поперечные связи между молекулами закачанного полимера и молекулами, уже связанными на поверхности породы.
3. В качестве агентов, снижающих подвижность воды или уменьшающих отношение подвижностей воды и нефти.

Первый способ не является истинным полимерным заводнением, т.к. в качестве агента, вытесняющего нефть, используется не полимер. Однако, большое количество проектов повышения нефтеотдачи за счет применения полимеров, попадают под пункт 3.

Для осуществления метода, требуется предварительная промывка, которая создает нужные условия в пласте, закачка полимерного раствора, который регулирует подвижность, для того, чтобы добиться минимума проскальзывания воды, и вытесняющая жидкость (вода) для вытеснения раствора полимера и образующегося нефтяного вала в направлении добывающих скважин.

Подвижность в полимерном заводнении становится меньше, в следствии закачки воды, которая содержит высокомолекулярный водорастворимый полимер. В свою очередь, в качестве воды используют разбавленные пластовые воды, степень минерализации имеет большое значение, особенно для определенного класса полимеров.

На промысле в качестве агентов полимерного заводнения в основном применяются: – ксантановая смола, гидролизированный полиакриламид

(ГПАА), сополимеры акриловой кислоты и акриламида. Хотя только первые три фактически используются на промысле, существует много потенциально пригодных реагентов, и некоторые из них могут оказаться более эффективными, чем те, которые используются в настоящее время.

Методика разработки полимерного заводнения

1. Отбор пластов – кандидатов для заводнения. Для полимерного заводнения, пласт кандидат должен подходить по двум основным параметрам: температура и проницаемость.

2. Выбор правильного способа. Это – регулирование подвижностей, регулирование профиля (улучшение профиля проницаемости в нагнетательных или добывающих скважинах) или комбинирование двух данных способов.

3. Выбор типа полимера. Характеристики, которым должен отвечать полимер:

- Хорошая загущающая способность.
- Низкая степень удерживания
- Сдвиговая стойкость
- Химическая стойкость
- Биологическая стойкость
- Хороший перенос в проницаемой среде

Однако ни один полимер не может универсально подходить для всех коллекторских пород. Поэтому полимер должен подбираться максимально близко к породе.

4. Оценка требуемого количества полимера. Количество (общая масса в килограммах) которое необходимо для закачки, равно произведению размера оторочки, порового объема и средней концентрации полимера

5. Разработка оборудования для закачки полимера. Тремя важными составляющими являются: оборудование для смешивания, фильтрации и закачки. Тип оборудования для смешивания зависит от полимера.

6. Пластовые условия. Для применения метода необходимы следующие условия: оптимальная сетка размещения скважин и площадь дренирования, приходящаяся на скважину; стратегия заканчивания скважин, распределение скважин, характеристика коллектора и допустимые скорости закачки.

Выводы и рекомендации

Увеличение коэффициента нефтеотдачи, получаемого в результате полимерного заводнения, это разница между суммарной фактически добытой нефтью и нефтью, которая могла быть добыта за счет непрекращающегося обычного заводнения. Поэтому для технического анализа проекта, значимо установить снижение нефтеотдачи в полимерном заводнении и точную скорость падения пластового давления при обычном заводнении.

По численному количеству промысловых проектов, полимерное заводнение является особо распространенным и эффективным, существующим ме-

тодом повышения нефтеотдачи на сегодняшний день. Суть этого метода заключается в том, что, за исключением обычного заводнения, полимерное заводнение является самым простым методом для применения на промысле.

Успешный опыт применения полимерного заводнения показывает, что оно может эффективно применяться на месторождениях с обводненностью выше 95 %, давая прирост КИН до 10 %. Так же установлено, что полимеры с молекулярной массой от 10 до 18 млн. могут применяться в большинстве коллекторов, полимеры с большей молекулярной массой более эффективны в высокопроницаемых пластах, солестойкие полимеры с низкой молекулярной массой – в низкопроницаемых коллекторах.

Список литературы

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – №.4 – С.37-44.

2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – №.4 –С.37-44.

3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи [Текст] / А.Т. Хусаинов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – №1. – С.127-135.

4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Т.12-3 –№3. – С. 64-69.

Научный руководитель – Каширина К.О., канд. техн. наук, доцент.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

Горунов А.М.

Нижневартовский нефтяной техникум

Газогидраты – относительно новый и потенциально обширный источник природного газа. Они представляют собой молекулярные соединения воды и метана, существующие при низких температурах и высоком давлении. За внешнее сходство газогидраты стали называть «горящим льдом».

Первоначально человек использовал собственные силы как источник энергии. Через некоторое время на помощь пришли энергия дерева и органики. Около века назад основным энергоресурсом стал уголь, через 30 лет его первенство разделила нефть. Сегодня энергетика мира зиждется на триаде газ-нефть-уголь. Однако в 2013 году это равновесие было смещено в сторону газа японскими энергетиками. Япония – мировой лидер импорта газа. Государственная корпорация нефти, газа и металлов (JOGMEC) (Japan Oil, Gas & Metals National Corp.) сумела первой в мире получить газ из гидрата метана на дне Тихого океана с глубины 1,3 километра. Пробная добыча длилась всего 6 недель, не смотря на то, что в плане рассматривалась двухнедельная добыча, было добыто 120 тыс. куб. м. природного газа. Изучение газогидратов открыло перед человечеством альтернативный источник энергии. Но существует ряд серьезных препятствий их изучению и коммерческой добычи.

Гидраты залегают при определенных термобарических условиях – фазовое равновесие. При атмосферном давлении газовые гидраты природных газов существуют вплоть до 20–25 °С. Благодаря своей структуре единственный объём газового гидрата может содержать до 160–180 объёмов чистого газа. Плотность гидрата метана около 900 кг/м³, что ниже плотности воды и льда. При нарушении фазового равновесия: повышении температуры и/или уменьшении давления гидрат разлагается на газ и воду с поглощением большого количества теплоты (рисунок 3). Кристаллогидраты обладают высоким электрическим сопротивлением, хорошо проводят звук, и практически непроницаемы для свободных молекул воды и газа, обладают низкой теплопроводностью.

К настоящему времени в мире открыто уже более 220 месторождений газогидратов. Они обнаружены вблизи берегов США, Канады, Коста-Рики, Гватемалы, Мексики, Японии, Южной Кореи, Индии и Китая, а также в Средиземном, Черном, Каспийском, Южно-Китайском морях.

Газогидраты труднодоступны, т.к. к настоящему времени установлено, что около 98% залежей газогидратов сосредоточены на шельфе и континентальном склоне океана, на глубинах воды более 200–700 м, и только всего 2% – в приполярных частях материков. Поэтому, проблемы в освоении коммерческой добычи газовых гидратов встречаются уже на этапе разработки их месторождений.

Следующим камнем преткновения является непосредственно добыча гидратов. Гидраты залегают в твердой форме, что вызывает трудности их извлечения. Так как газогидрат залегают в определенных термобарических условиях, то при нарушении одного из них он будет разлагаться на газ и воду, в соответствии с этим были разработаны следующие технологии извлечения гидратов (Рисунок 1).

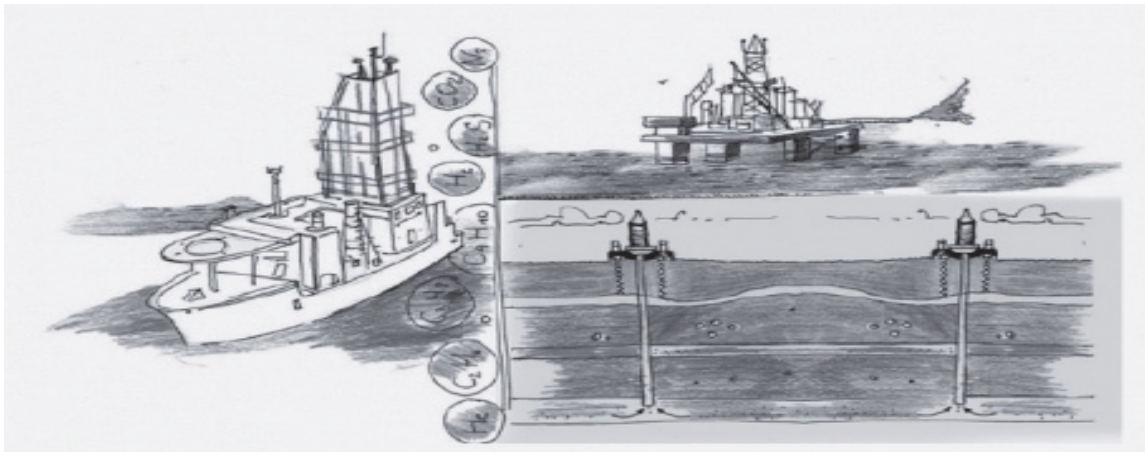


Рисунок 1 – Технологии извлечения гидратов

1.Разгерметизация:

При разгерметизации гидрата, из фазового равновесия, он разложится на газ и воду. Эта технология славится своей тривиальностью и экономической целесообразностью, кроме того на ее плечи ложится успех первой добычи японцев 2013 года.

2.Нагревание:

Снова нужно разложить гидрат на газ и воду, но уже по средствам подведения тепла. Подвод тепла может осуществляться разными способами: впрыскивание теплоносителя, циркуляция горячей воды, нагрев паром, нагрев электричеством.

3.Введение ингибитора:

Также для разложения гидрата использую ввод ингибитора. В Институте Физики и Технологии Университета Бергена в качестве ингибитора рассмотрели углекислый газ. С помощью этой технологии можно получить метан без непосредственной добычи самих гидратов.

Разработать ресурсы газогидратов не так просто. В отличие от традиционных технологий добычи нефти и газа – когда вы просто бурите скважину и выкачиваете углеводороды из резервуара – при добыче газа из гидрата метана необходимо организовать процесс разделения (диссоциации) молекул метана и воды. Гидрат метана чрезвычайно привязан к своей температурной среде и при повышении температуры быстро распадается на воду и газ. К тому же в случае морских и океанских запасов гидрата метана возникает проблема глубоководной добычи (а залежи, как правило, расположены не только на значительной глубине, но и под океанским дном).

Еще одной нерешенной задачей для добытчиков становится весьма неприятное свойство газогидратов «детонировать» при самых незначительных сотрясениях. При этом кристаллы быстро проходят фазу трансформации в газообразное состояние, и обретают объем в несколько десятков раз превышающий исходный. Поэтому в сообщениях японских геологов очень

аккуратно говорится о перспективе разработки метангидратов – ведь катастрофа буровой платформы *Deerwater Horizon*, по мнению ряда ученых, включая профессора Калифорнийского университета в Беркли Роберта Би, стала следствием взрыва гигантского пузыря метана, который образовался из потревоженных буровиками донных залежей гидратов.

Главное препятствие для разработки несметных энергетических богатств – их высокая стоимость. Проведенный японцами эксперимент по добыче газа из гидрата метана (равно как и аналогичные попытки американцев разработать ресурсы, расположенные под вечной мерзлотой на Аляске) пока не дает понимания возможной цены таких ресурсов. Корпорация JOGMEC принадлежит государству, и возможная коммерческая неудача японского проекта может быть легко списана на убытки, покрываемые за счет средств налогоплательщиков. Расчеты, которые делались в последние десятилетия теми же японцами, показывают, что стоимость добытого таким образом газа может колебаться от \$400 до \$1500 за тысячу кубометров.

Для решения этой проблем необходимо популяризовать коммерческую добычу гидратов среди научных кадров. Организовывать больше научных конференций, конкурсов для усовершенствования старого либо создания нового оборудования, что могло бы обеспечить меньше издержки.

Влияние на экологию газовых гидратов недостаточно изучено, и исследования в этой области продолжаются. Некоторые экологи считают, что потепление климата может активировать самопроизвольный распад гидратов в ряде областей планеты, и этот дополнительный выброс парниковых газов приведет к дальнейшему потеплению климата, вызывая цепную реакцию в виде ускорения распада гидратов и высвобождения парниковых газов.

В северных широтах с гидратами знакомы давно: если в скважине или трубопроводе устанавливается режим гидратообразования, то формируется гидратная пробка, которая блокирует движение газа или нефти и приводит к аварии. Холодный климат Арктики, наличие вечной мерзлоты способствуют возникновению режима гидратообразования в добывающем оборудовании, и на наших северных месторождениях уже давно функционируют установки для предотвращения образования гидратных пробок.

Другая старая проблема, связанная с газовыми гидратами в Арктике, – внутримерзлотные замороженные газогидраты, которые при проходке скважинами начинают разлагаться и генерировать выбросы газа, что осложняет процесс бурения, а иногда и приводит к авариям на скважинах.

Ещё одна угроза, связанная с природными гидратами, которая широко обсуждается в научной литературе, – это возможность массивного выброса в атмосферу парникового газа, метана, вызванная быстрым разложением океанических гидратов вследствие какого-либо тектонического катаклизма. Однако, по моему мнению, вероятность такого выброса крайне мала.

Кроме «природных» газовых гидратов, образование газовых гидратов является большой проблемой в магистральных газопроводах, расположен-

ных в условиях умеренного и холодного климата, поскольку газовые гидраты способны забить газопровод и снизить его пропускную способность. Для того чтобы этого не происходило, в природный газ добавляют небольшое количество ингибитора или же просто используют подогрев.

Эти проблемы решают такими же способами, как и при добычи УВС: понижая давления, нагревая, вводя ингибитор.

В настоящее время существует только один пилотный проект по газогидратной технологии хранения и транспорта газа. Он осуществляется в Японии и как раз направлен на то, чтобы оценить коммерческую составляющую этой технологии. Для транспортировки газогидратных брикетов построены два типа контейнеров для автомобильной перевозки – на 7 т и 0,5 т. Оба типа контейнеров предназначены для разномасштабных потребителей газа.

Технология состоит в том, что на специализированной установке производятся плотные брикеты замороженного газогидрата, эти брикеты загружаются в соответствующие автомобильные контейнеры с охлаждением (рефрижераторы) и перевозятся к месту газификации – электростанции и жилому кварталу на расстоянии до 400 км от места производства гидратов. Там путём частичного нагрева газогидраты постепенно разлагаются внутри контейнеров, выделяя необходимые объёмы газа. Затем контейнеры с оставшейся водой транспортируются обратно к месту производства гидратов.

В случае Арктики от таких герметичных контейнеров можно отказаться, т.к., если температура окружающей среды ниже 0 градусов Цельсия, замороженные гидраты можно перевозить и в негерметичных ёмкостях. Это открывает возможности для автономного газоснабжения арктических посёлков: раз в несколько лет по Северному морскому пути может проходить танкер-гидратовоз и сгружать запасы замороженных гидратов в хранилища, сооружённые в вечной мерзлоте вблизи посёлков. Оттуда гидраты могут расходоваться по мере надобности для газоснабжения посёлка. При этом ничего, кроме пресной воды, не остаётся, т.е. экология не нарушается.

Оценить стоимость такой доставки пока не представляется возможным вследствие отсутствия опытно-промышленных испытаний этой технологии в нашей стране.

Несмотря на то, что эффект самоконсервации газогидратов – основа описываемой технологии – был открыт и основательно изучен в России, до полупромышленного использования замороженных гидратов пока выросла только Япония, где этот проект реализуется уже более 10 лет. В России есть несколько патентов на промышленное использование законсервированных гидратов, но дальше этого дело не пошло: требуются серьёзные инвестиции и время на создание технологии.

Дело в том, что газогидраты сами по себе достаточно сложный объект для изучения. Для их исследования требуется аппаратура высокого давления, работа с взрывоопасными газами, поэтому у нас в стране учёных, специализирующихся на изучении газогидратов, можно пересчитать по паль-

цам. А тех, кто работает с метастабильными состояниями газогидратов, к которым относятся замороженные гидраты, вообще единицы.

Как показывает опыт Японии, для подготовки команды специалистов, способных разработать и изготовить необходимое оборудование для производства, хранения и транспортировки гидратных брикетов, потребовалось более 10 лет. Учитывая этот опыт, в нашей стране такой срок можно было бы сократить, но для этого необходимо создание специализированного конструкторского бюро и соответствующей проектной команды.

Кроме того, на данный момент газогидраты являются проблемой при нефте- и газодобычи. На сегодняшний день, впечатляющие запасы газогидратов, экономическая рентабельность требуют накопления информации и уточнений. Специалисты до сих пор находятся в поиске оптимальных решений разработки газогидратных месторождений. Но с развитием технологий стоимость разработки залежей должна снизиться.

Список литературы

1. Дядин Ю.А., Гуцин А.Л. Газовые гидраты. // Соросовский образовательный журнал, №3, 1998, с. 55–64
2. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. – 70 с.
3. Бык С.Ш., Фомина В.И. Газовые гидраты. Успехи химии, 1968, Том 37, № 6, Ст. 1097—1135.
4. Истомин В. А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недрa, 1992. – 236 с. – ISBN 5-247-02442-7.
5. Трофимук А.А., Макогон Ю.Ф., Толкачев М.В., Черский Н.В. Особенности обнаружения разведки и разработки газогидратных залежей - 2013 г. [Электронный ресурс] <http://vimpelneft.com/fotogalereya/6-komanda-vymplnefti/detail/32-komanda-vympelnefti>.
6. Химия и Жизнь, 2006, №6, стр. 8.

Научный руководитель – Качуро А.Д., преподаватель

МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА: ТЕХНОЛОГИИ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ 20-ТИ СТАДИЙНОГО ГРП

Джамалутдинов А.Б.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Ни для кого не секрет что время легко извлекаемой нефти на Самотлоре уже давно прошло и сегодня разработка месторождения без методов поддер-

жания или увеличения нефтеотдачи практически невозможно. Одним из таких методов является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП).

МГРП – это одна из самых новых и передовых технологий в нефтяной промышленности, заключающаяся в том, что проводится поочередно несколько гидроразрывов в пределах одной операции.

Актуальность данного метода связана с высокой неоднородностью, преобладанием тонкослоистых слабопроницаемых коллекторов, недонасыщенностью краевых зон, низкими нефтенасыщенными толщинами пластов и т.д. и в свою очередь МГРП позволяет увеличить продуктивность скважин путем увеличения площади дренирования и вовлечения в разработку зон остаточных низкопродуктивных запасов, нерентабельных с применением традиционных методов.

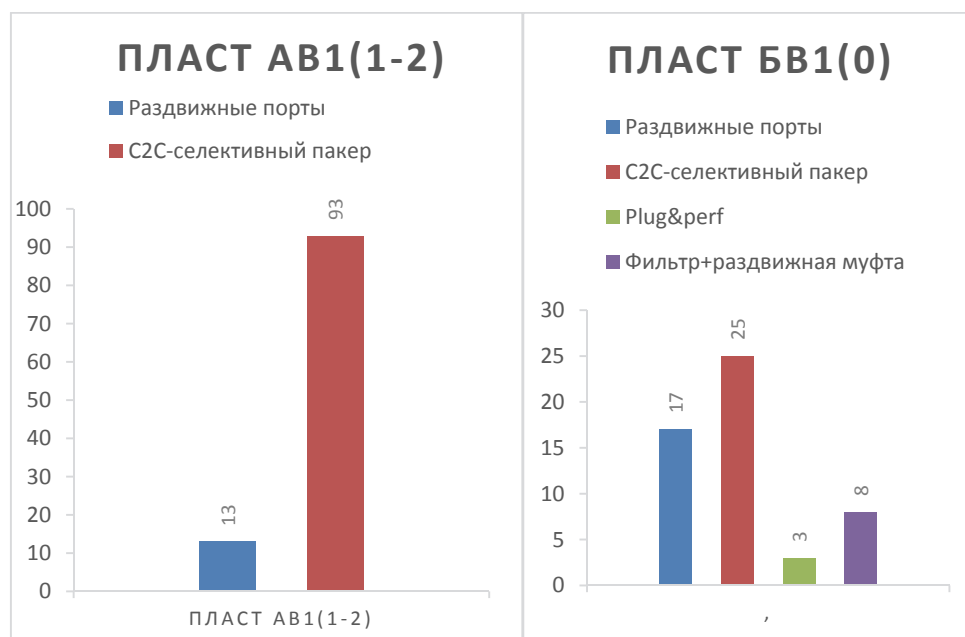


Рисунок 1 – Технологии МГРП на Самотлорском месторождении в 2016 году

На рис. 1. видно, что в 2016 г. на пластах АВ1(1-2) и БВ1(0) в основном проводились МГРП с применением раздвижных портов активируемых сбросом шаров и с применения муфт BPS и специального селективного пакера C2C.

Технология раздвижных портов (Рис. 2.) заключается в том, что фракпорты устанавливаются в муфтах колонны или хвостовика при спуске в скважину, после чего происходит посадки шара в седло муфты ГРП, открывается циркуляционное отверстие и перекрывает нижний интервал, далее производится ГРП, при продавке пропанта, в поток, бросается следующий шар большего диаметра и операция повторяется. После выполнения всех стадий ГРП посадочные седла и шары разбуриваются фрезом, скважина промывается и осваивается. Время проведения 5-ти стадийного

ГРП с помощью данной технологии 17 дней (с учетом времени разбуривания портов). На текущий момент опробована технология растворимых шаров, которая позволяет запускать скважину без фрезерования муфт ГРП. Цикл освоения при данной технологии 7 дней.



Рисунок 2 – Технология МГРП с применением раздвижных портов

Преимущества:

1. Проведение до 12 стадий ГРП за один подход флота ГРП (ограничение по диапазону диаметра шаров).
2. Нет ограничения по объему закачиваемого проппанта.
3. Нет ограничения по глубине спуска хвостовика.

Ограничения:

1. Не открытие раздвижного порта в связи с недоходом шара.
2. Поглощения при разбуривании раздвижных муфт (высокие риски прихвата инструмента и кольматация призабойной зоны пласта).
3. Дорогостоящая операция по разбуриванию оснастки с применением ГНКТ.
4. Для разобщения интервалов ГРП необходимо использовать заколонные пакера

Как показала практика, технология раздвижных портов имеет ряд преимуществ над более ранними технологиями, но, как и у любой из них у нее есть и множество ограничений. В связи с этим было решено постепенно переходить на технологию МГРП с использованием муфт BPS и селективного пакера C2C (рис. 3.).

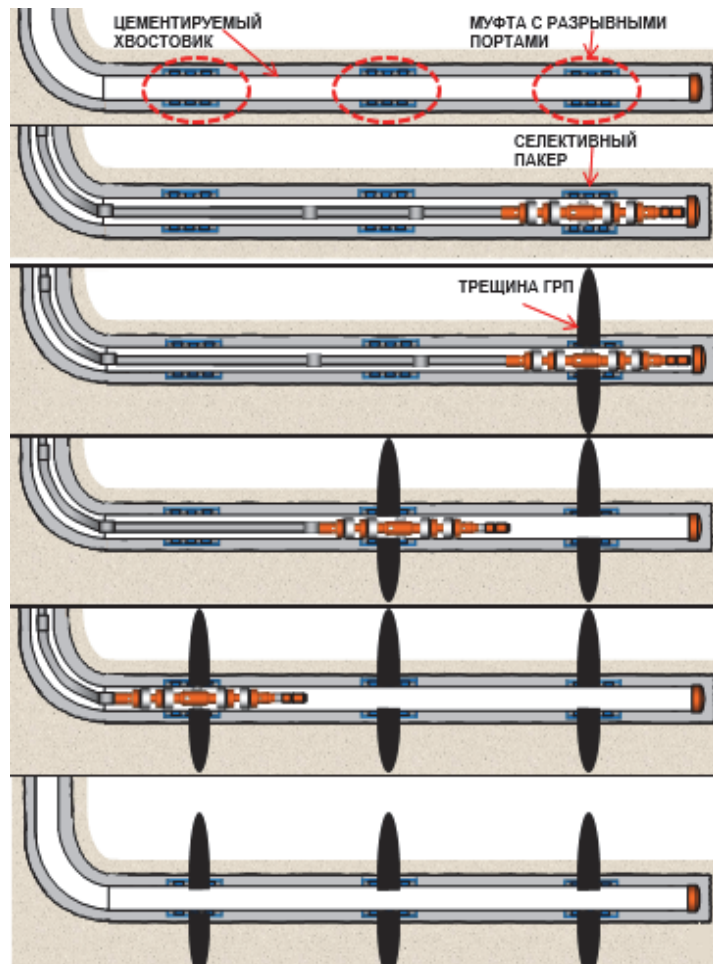


Рисунок 3 – Технология проведения МГРП с применением муфт BPS и селективного пакера C2C

Суть данной технологии заключается в том, что в цементируемый хвостовик спускается селективный пакер (рис. 4), далее происходит позиционирование его напротив порта BPS, с помощью локатора муфт. При начале закачки жидкости с последующим открытием муфты BPS (PBP-450atm) и проведением ГРП, обратная промывка, срыв и смещение пакера на следующую зону (от нижней муфты к верхним). Данная технология проводится при бригаде КРС (необходим подъемник для перемещения манжетного пакера). На проведение 5-ти стадийного ГРП требуется 10 дней.



Рисунок 4 – Селективный (манжетный) пакер C2C для проведения ГРП (1. гидравлический разъединитель; 2. двойные верхние чашки; 3. Порт ГРП, с датчиком забойного давления; 4. уравнивающий клапан; 5. якорь механический; 6. локатор муфт; 7. магнит с датчиком).

Преимущества:

1. Возможность проведения 20-ти и более стадий (в 2016г. на пласту АВ1(1-2) было проведено 29-ти стадийное МГРП).
2. После выполнения ГРП не требуется нормализация хвостовика (нет кольматации ПЗП).
3. Нет ограничения по объему закачиваемого проппанта (теоретически).
4. При получении стопа можно провести промывку без подъема манжетного пакера.
5. Внутренний диаметр хвостовика и порта ГРП равно проходной (99мм)

Ограничения:

1. Глубина ствола скважины 3200м, абс отметка 2030м (высокий вес подвески ГРП).
2. В связи с этим невозможно использовать данную технологию на пластах БВ10, Ачимовка и ЮВ.

По полученным данным, видно, что применения разрывных муфт BPS и селективного пакера С2С для проведения МГРП, на данный момент является самым оптимальным решением. Поэтому 4 января 2016 года на пласте АВ1(1-2) было решено провести 20-стадийный ГРП (рис. 5,6)

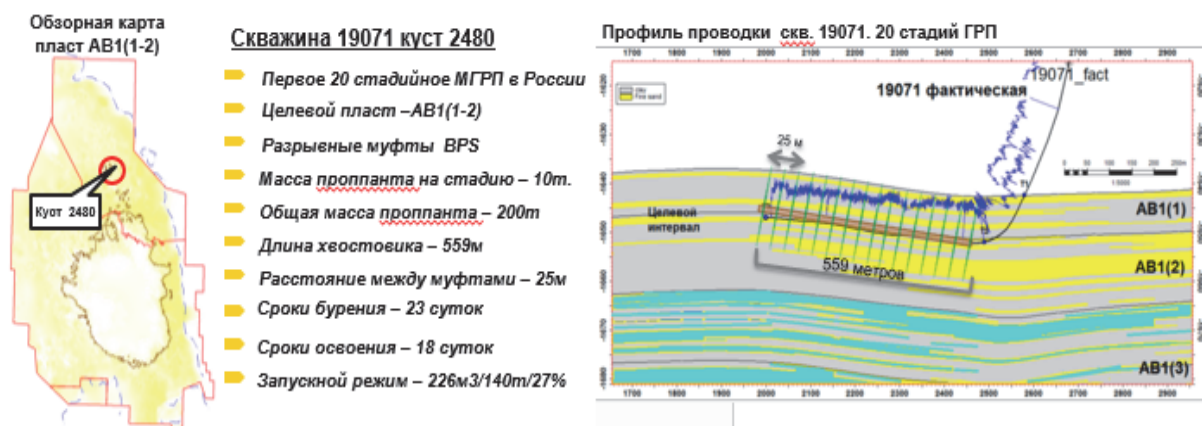


Рисунок 5 – 20-ти стадийный ГРП

Полученные результаты:

1. За счет более интенсивных отборов в первые 4 месяца получаем увеличение добычи нефти (+4тыс. т), что положительно влияет на экономические показатели.
2. Увеличение продуктивности скважин.
3. Увеличение накопленной добычи на скважину за счет увеличения коэффициента охвата.
4. Вовлечение в активную разработку зон остаточных низкопродуктивных запасов, нерентабельных с применением традиционных технологий.

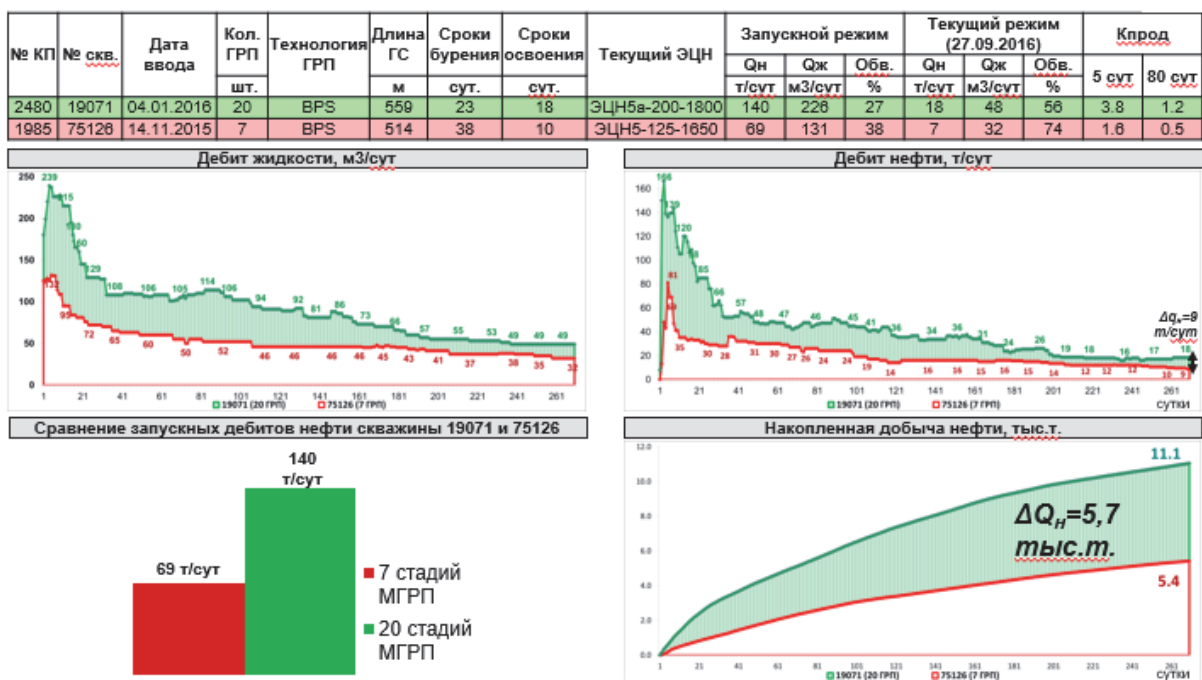


Рисунок 6 – Опыт применения 20-ти стадийного МГРП

Исходя из этого, можно сделать вывод, что проведение 20-ти стадийного ГРП в данной зоне является экономически рентабельным, но не оптимальным решением. Необходимо обоснование оптимального количества ГРП для каждой зоны бурения с экономической точки зрения.

Список литературы

1. Дейк Л.П., «Основы разработки нефтяных месторождений» 2009 г.
2. Тетельмин В., Язевю В., «Нефтегазовое дело. Полный курс», 2014 г.
3. Кудинов В., «Основы нефтегазопромыслового дела», 2011 г.

Научный руководитель – Корабельников М.И., канд. техн. наук, доцент

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Дорожкина М.А.
Тюменский индустриальный университет

За последние годы широкое применение получили технологии горизонтального бурения, позволяющие увеличить контакт скважины с пластом. Проблеме определения дебита жидкости скважины с горизонтальным окончанием на установившемся режиме притока посвящено много работ.

Наиболее известные модели предложены Ю.П. Борисовым (1964), S.D. Joshi (1989), F.M. Giger, В.П. Меркуловым, Р.Д. Каневской, М.Х. Хайруллиным и т.д.

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

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

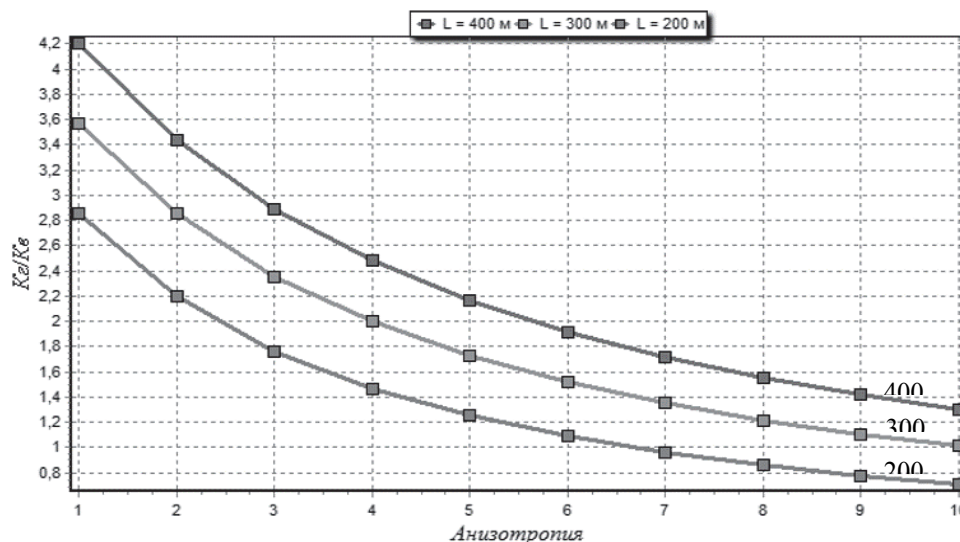


Рисунок 1 – Отношение продуктивностей горизонтальной и вертикальной скважины при различной анизотропии и длине горизонтального ствола

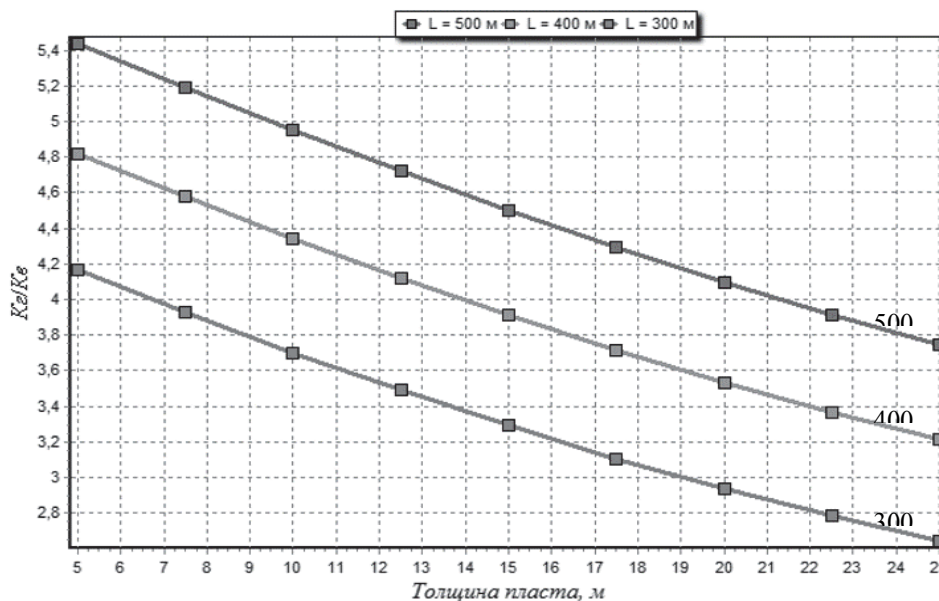


Рисунок 2 – Отношение продуктивностей горизонтальной и вертикальной скважины при различной толщине пласта и длине горизонтального ствола

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

Для горизонтальных скважин (ГС) используется решение:

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

где α – большая полуось зоны дренирования, м.

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

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

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

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

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

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

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

Список литературы

1. Будников, В. Ф. Основы технологии горизонтальной скважины / В. Ф. Будников, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков – Краснодар: Изд-во «Сов. Кубань», 2003. – 424 с.
2. Алиев, З. С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко – Печора: «Изд-во Печорское время», 2002. – 895 с.

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

К ВОПРОСУ ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН БАШКИРСКОГО ЯРУСА

Ефарова А.А., Гимазова Л.Я.

Альметьевский государственный нефтяной институт

Снижение забойного давления скважин ниже давления насыщения принято считать одним из способов интенсификации разработки нефтяных месторождений [1]. Прогнозирование динамики продуктивности добывающих скважин в сложных геолого-физических условиях является одной из важных задач при установлении режимов работы скважин. Однако, в процессе эксплуатации, бурения и последующего освоения происходит снижение продуктивности скважин, вследствие уменьшения забойного давления ниже давления насыщения [2]. В работе Лысенко В.Д. [3] отмечается, что снижение забойного давления ниже давления насыщения ведет к катастрофическому снижению коэффициентов продуктивности по нефти. Многие исследователи и производственники поддерживают и доказывают целесообразность снижения давления в пласте и на забое добывающих скважин существенно ниже давления насыщения в малообводненных скважинах [4]. Однако, эксперименты по снижению забойных давлений ниже давления насыщения показали возможность роста дебита скважин с помощью увеличения депрессии на пласт.

С целью оценки влияния забойных давлений на изменения параметров эксплуатации авторами в данной работе на примере одного из НГДУ ПАО «Татнефть» рассматриваются ремонты, выполненные на скважинах в пределах отложений башкирского яруса за 10 лет. Рассматриваемый фонд скважин представлен достаточно низкими забойными давлениями (40 % скважин находится в области забойных давлений ниже давления насыщения и 30 % в области близкой к давлению насыщения.) Отмечается, что для башкирского яруса рассматриваемого объекта $P_{нас}=22$ атм. По теоретическим данным эксплуатация скважин с низкими забойными давлениями

приводит к возникновению осложнений и различного рода эксплуатационных отказов, которые в дальнейшем влияют на эффективность добычи. Однако, статистическая обработка данных не выявила увеличения количества ремонтов в области низких забойных давлений. Фактически, эксплуатация скважин с низкими забойными давлениями допустима.

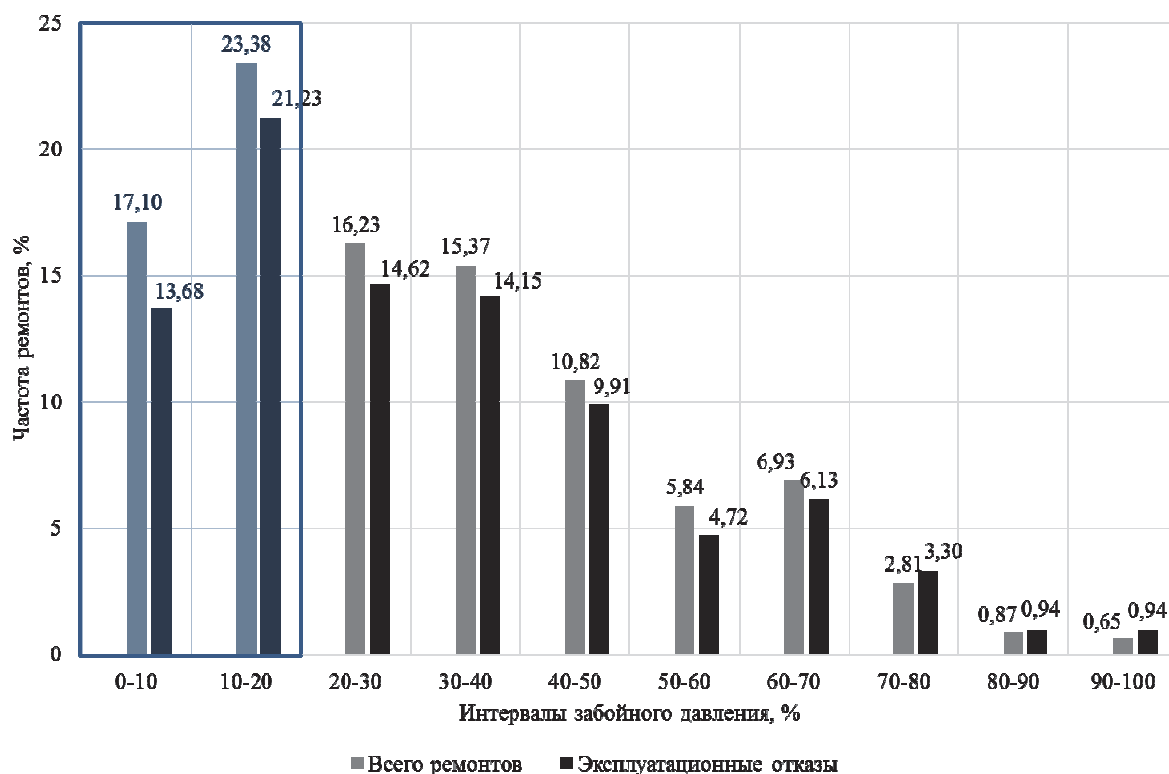


Рисунок 1 – Распределение и влияние величины забойного давления на скважины, вышедшие в ремонт в пределах отложений башкирского яруса

Низкие забойные давления обусловлены малыми дебитами скважин и как следствие низкими коэффициентами продуктивности. Однако, наблюдается, что снижение коэффициента продуктивности возможно и в области повышенных забойных давлений. Обработка данных не выявила снижения коэффициента продуктивности с ростом эксплуатационных отказов по причине снижения забойного давления. Изменение коэффициента продуктивности с ростом забойного давления незначительное. При эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения и равным ему существует возможность достижения значений коэффициентов продуктивности близким к значениям при эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения (рисунок 2).

Снижение забойного давления ниже давления насыщения влечет за собой увеличение глубины спуска насоса и снижение темпов откачки, что уменьшает в дальнейшем нагрузку на оборудование, что позволяет сократить количество частоту ремонтов и увеличить МРП.

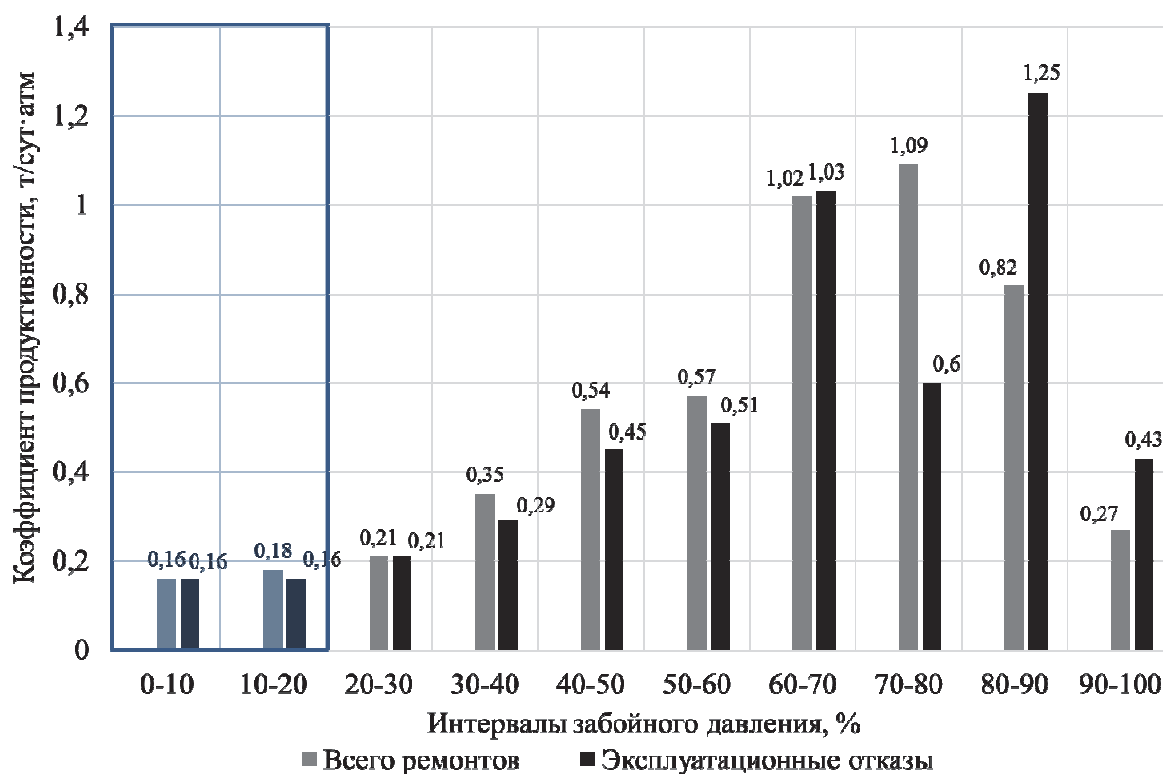


Рисунок 2 – Влияние величины забойного давления на изменение коэффициента продуктивности

Таким образом, по добывающим скважинам необходимо устанавливать рациональные дебиты нефти и рациональные забойные давления; при этом обязательно надо учитывать закономерность снижения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже давления насыщения. В качестве рациональной величины забойного давления добывающих скважин следует принимать величину давления насыщения нефти газом

Список литературы

1. Вахитов, Г.Г. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения [Текст]/ Максимов В.П., Булгаков Р.Т., Валиханов А.В., Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Мамед-Заде А.М., Азизов М.Г. // М., Недра, 1982. – С.229.
2. Мордвинов, В.А. Управление продуктивностью скважин [Текст]/ Поплыгин В.В. // Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политехн. ун-та, 2011. – С.136.
3. Лысенко, В.Д. Проблемы эффективности разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко// Нефтепромышленное дело. – 2007. – №1. – С.4–9.
4. Нечаева, Е.В. Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на эффективность выработки запасов [Текст] /Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук специальности

25.00.17. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Москва – 2010 – С. 115.

5. Назарова, Л.Н. Влияние технологических режимов эксплуатации скважин на степень выработки запасов [Текст] / Нечаева Е.В. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №8. – С.96.

Научный руководитель – Гарипова Л.И., канд. техн. наук, доцент

РАСЧЕТ ОБЪЕМА ВНЕДРЕННОЙ В ГАЗОВУЮ ЗАЛЕЖЬ ВОДЫ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Журавлева А.С.

Тюменский индустриальный университет

Процесс разработки месторождения – достаточно сложный процесс, который подразумевает эффективное и экономически рентабельное извлечение углеводородов с применением современных технологий. Для этого требуется достоверная информация о физических свойствах флюида и породы, о геологическом строении залежи и о том, как изменяются основные параметры при эксплуатации. Материальный баланс – метод, основанный на динамике промысловых данных, которые в большинстве случаев регистрируются на всех этапах разработки месторождения. Метод материального баланса является важным инструментом для оценки свойств пласта и позволяет: рассчитать накопленный приток воды, оценить размеры водоносного эквифера, спрогнозировать снижение давления, оценить подвижные запасы нефти и газа, определить механизм вытеснения. На его основе определяются параметры и свойства системы, которые затем могут использоваться в качестве исходных данных для численного моделирования.

При снижении давления в системе месторождения происходит изменение свойств и объема отдельных компонентов системы. К таковым относятся: нефть с растворенным в ней газом, газ в газовой шапке, пластовая вода и скелет порового пространства. Здесь же необходимо учесть и суммарный приток в пласт закачиваемой воды. Уравнение материального баланса отражает баланс объемов, осуществляемый путем приравнивания наблюдаемой накопленной добычи к приращению объема флюидов. Накопленная добыча выражается через отобранный объем, приведенный к пластовым условиям. Он равен сумме приращений вследствие расширения объема нефти с растворенным в ней газом, газовой шапки и уменьшения порового объема, занимаемого углеводородами и суммарного притока воды в пласт.

Уравнение материального баланса для залежей нефти и газа в общем виде:

$$\begin{aligned}
& N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) \\
&= NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right. \\
&\quad \left. + (1 + m) \left(\frac{c_w S_w + c_w}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right] + (W_e - W_p)B_w
\end{aligned}$$

При подсчете запасов, уравнение МБ имеет неопределенный параметр, который характеризует суммарный приток воды. – W_e . Целью данной работы является расчет количества воды, внедренного в залежь. Существует несколько методов для расчета притока воды в нефтенасыщенную часть залежи. Метод Ван Эвердигена и Хёрста. основан на использовании предположения о квазипостоянстве давления на каждом расчетном шаге. В нем рассчитывается безразмерная функция притока воды в залежь в зависимости от относительного размера эквифера и его радиальной геометрии. Метод Ван Эвердигена и Хёрста имеет самое точное решение уравнения диффузии, но требует сложных преобразований и использования суперпозиции, в чем проигрывает двум другим методам. Метод Картера-Трейси имеет существенное различие от подхода Ван Эвердигена и Хёрста. В первом методе используется решение уравнения диффузии при постоянном конечном дебите. Во втором – решение при постоянном конечном давлении. Метод Фетковича не предполагает определенной геометрии водоносного горизонта и обеспечивает простое решение уравнение диффузии. В данном методе моделирование притока воды из водоносной области в залежь происходит таким же образом, как и притока нефти из залежи в скважину.

Для расчетов применялись программы Eclipse 3.0 и MS Office Excel. В модель были заложены физико-химические свойства участка реального месторождения Западной Сибири. По результатам проведенного анализа были рассчитаны такие параметры, как радиус водоносного эквифера и W_e – приток воды из водоносного эквифера, построены графики значения средних дебитов по скважине от среднего давления и накопленной добычи газа в пластовых условиях от среднего давления для всех трех методов. Сопоставление полученных при расчетах данных с фактическими замерами показало, что метод Ван Эвердигена и Хёрста является наиболее оптимальным для использования в модельных расчетах и прогнозирования внедрения пластовой воды в залежь.

Список литературы

1. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дейк. – Москва: Библиотека нефтяного инжиниринга, 2009, – 668с.
2. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л.П. Дейк. – Москва: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009 – 572с.

3. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Дон Уолкотт. – Москва: Юкос, 2001 – 144с.

4. И.Г. Пермяков, Е.А. Щерик Общая нефтяная и нефтепромысловая геология / Пермяков И.Г. – Москва: Недра, 1971. – 341 с.

Научный руководитель: Галиос Д.А., аспирант

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ Ю₁¹ НОВОГОДНЕГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Захаров Д.О.

Санкт-Петербургский горный университет

Обзор результатов применения ВГВ на Новогоднем месторождении *ОПР по водогазовому воздействию*

С ноября 2006 г. по июнь 2007 г. на пласте Ю₁¹ Новогоднего месторождения была произведена опытная закачка газа (рисунок 1.) в нагнетательную скважину №6569 объемом 34831тыс.м³.

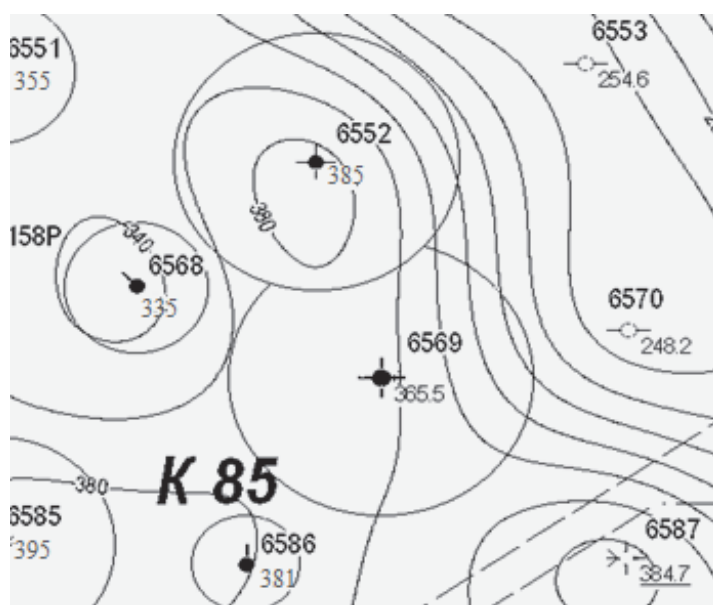


Рисунок 1 – Фрагмент карты изобар пласта Ю₁¹ на 01.04.2007 г.

С 16.06.07 по 01.10.07 производилась закачка воды со средним расходом 600 м³/сут при Р=20,7МПа. Закачено 58290 тыс.м³. При последующей попытке закачки газа согласно проекта ОПР, приемистость при Р_{нагн}=40,6 МПа отсутствовала.

В ходе мониторинга за процессом ВГВ были отмечены следующие основные особенности, сопровождающие процесс закачки газа.

- Практически с самого начала закачки газа приемистость газонагнетательной скважины №6569 снизилась до стабильных значений 250 тыс. м³/сут. вместо проектных 600 тыс. м³/сут.;

- Отмечался медленный рост забойного и устьевого давления в скважине №6569, однако их значения сохранялись близкими к проектным ($P_{заб}=450$ ат).;

- Расположенные к западу от скважины №6569 скважины №№6568,6586 полностью обводнены (работают водой с пленкой нефти) при высоком пластовом давлении – около 330 атм. в скважине №6586;

- Расположенные к востоку от скважины №6569 скважины №№6553,6570 перешли в пьезометрический фонд вследствие прекращения фонтанирования и по ним наблюдался рост пластового давления, особенно интенсивный в скважине №6570;

- На закачку газа отреагировала единственная добывающая скважина № 6570, скважина фонтанировала по затрубью с дебитом нефти 12 т/сут. на 01.10.2007.

Таким образом можно констатировать несоответствие основных фактических и проектных показателей таких как приемистость и добыча нефти в окружающих скважинах по водогазовому заводнению на участке скважины №6569 пласта Ю₁¹, что свидетельствует о ошибках в подготовке, исследовании и моделировании процесса Водогазового воздействия на данный участок.

Предположительно, на данном информационном уровне может быть несколько теоретически возможных причин сниженной эффективности ОПР по ВГВ:

1. К моменту начала ОПР большая часть окружающих скважин была обводнена, проявлялось конусообразование, прорывание воды, «языков» в призабойной зоне скважин, что не позволило в дальнейшем в полной мере проявить все возможности ВГВ.

2. К моменту начала ОПР пластовое давление в залежи и на участке ОПР было снижено до критического уровня, а перед этим нефть на месторождении была дегазирована, в результате в пласте образовывался растворенный газ, который препятствовал успешному проведению ВГВ.

3. Загрязнение ПЗП, что вследствие повлияло на приемистость нагнетательной скважины.

4. Газ продвигался по наименьшему сопротивлению, в сторону скважин № 6570 № 6553, так как давление к востоку от № 6569 было значительно меньше.

5. Не получилось вовлечь значительную площадь пласта, а также зафиксированный быстрый рост газового фактора и обводнённости.

Возможные решения проблем

- 1) Для снижения обводнённости скважин целесообразно было применения пенных систем, как изолирующего материала промытых участков.

2) Недостаточно эффективна организация ОПР на участке, просто «вырезанном» из общего массива нефтенасыщенных пород. Отмеченное связано со следующим. При ВГВ 1–2 газонагнетательными скважинами затруднительно заметно повлиять на пластовые давления за пределами зоны нагнетания. И наоборот, ОПР в относительно изолированных зонах пласта с небольшими запасами нефти могут обеспечить при забойных давлениях в нагнетательных скважинах выше давления смешивания эффект смешивающегося вытеснения с влиянием на конечный коэффициент извлечения нефти (КИН).

Также стоит отметить, что были проведены недостаточно эффективные опытно-промышленные работы по ВГВ на основе всего лишь одной газонагнетательной скважины. Опыт реализации процесса ВГВ указывает на целесообразность попеременной закачки в пласт порций воды и газа, причем сначала воды. При работе только одной газонагнетательной скважины долгое время будет простаивать компрессорная установка, что будет влечь за собой еще и необоснованные экономические затраты. [1]

1) Проведение исследовательских мероприятий, в т.ч.:

- ГДИС и ПГИ (профиль приемистости) в режиме закачки газа, согласно программе исследований по скважине 6569

- отбор проб нагнетаемого газа на выходе компрессора и/или на устье скважины и определение состава и физико-химических свойств газа, наличия примесей ОПЗП проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие технологические операции:

- кислотные ванны;
- промывку пеной или раствором ПАВ;
- гидроимпульсное воздействие (метод переменных давлений);
- циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов;
- многоцикловую очистку с применением пенных систем;
- воздействие на ПЗП с использованием гидроимпульсного насоса;
- ОПЗП с применением самогенерирующихся пенных систем (СГПС);

В результате обработки достигнем восстановления проницаемости призабойной зоны пласта.

2) Закачиваемый газ продвигается в сторону скважины 6570, в направлении пониженного пластового давления, даже если она не участвует в добыче

Динамика продвижения газового фронта существенно не изменяется даже при снижении $P_{заб}$ по скважинам 6568 и 6586 до 160 кгс/см² и прекращении закачки в скважинах 6567 и 6585 с целью выравнивания распределения давления (рисунок 2, 3.)

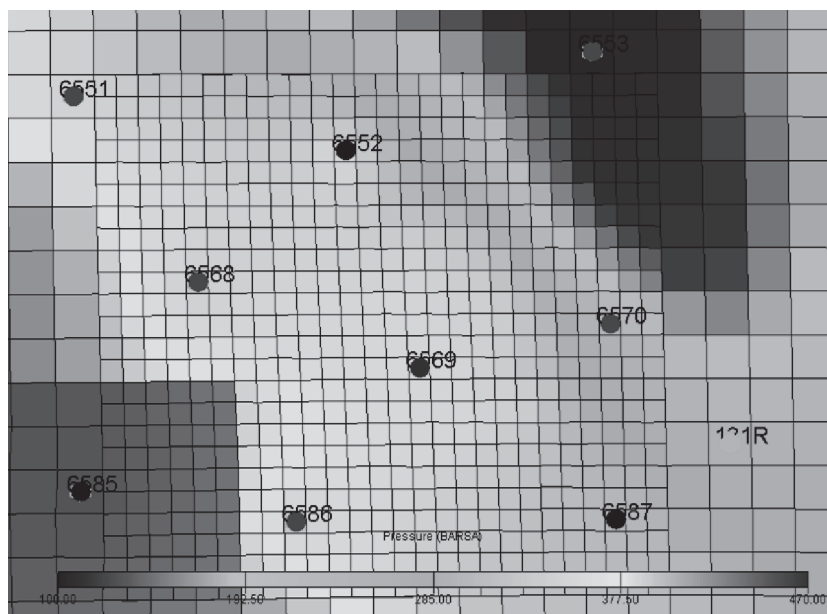


Рисунок 2 – Пластовое давление на 01.06.07 г.

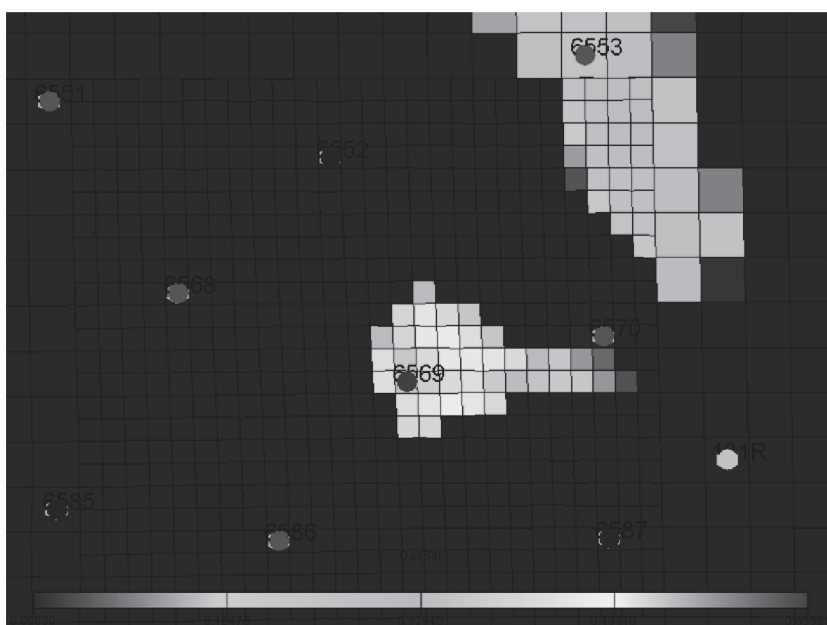


Рисунок 3 – Газонасыщенность на 01.06.07 г.

Выровнять фронт вытеснения путем блокировки высокопроницаемых участков пеногелевыми системами и уменьшить давление на соседних скважинах.

3) На стадии прогрессирующего обводнения при текущей обводненности добываемой продукции 30–95 % и росте газовых факторов ($800-1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$) наиболее действенным способом регулирования является закачка полимерных, пенных и пеногелевых систем. С этой целью созданы технологии регулирования процесса ВГВ, которые были успешно испытаны и сданы ведомственной комиссии.

4) Целесообразно было провести дополнительное бурение скважин. Для вовлечения отдаленных участков и возможности регулирования давления в пласте соотношение газонагнетательных к добывающим можно взять 1/3. Закачку производить по три месяца. В первые 3 месяца через все три нагнетательные скважины закачивается в пласт вода, что создает оторочку, препятствующую ранним прорывам газа. Следующие 3 месяца в две скважины закачивают газ, в третью – воду, для сдерживания потока газа и равномерного продвижения фронта вытеснения [1].

Исследование процесса ВГВ с января 2007 г. на основе скважины 6569 привело к выводу, что данный метод не дает значительного прироста в текущей добыче и конечном КИН. При этом недостаточной может оказаться информация по контролю за данным процессом с точки зрения использования ее в будущей Технической схеме разработки Новогоднего месторождения. В связи с отмеченным выполнены исследования по обоснованию более эффективных ОПР на основе водогазового воздействия [1].

Список литературы

1. Мигунова С. В. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей / С. В. Мигунова, В. Г. Мухаметшин, З. Р. Хазигалеева. – СПб.: НПО “Профессионал”, 2010. – 176 с.

Научный руководитель – Мигунова С.В., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ КЕРНА И СВН

Ишкулов И.М., Саяхов В.А., Шайдуллин Л.К.
Альметьевский государственный нефтяной институт

На фоне ухудшения структуры запасов наблюдается снижение среднего дебита нефти, что оказывает решающее влияние на экономические показатели разработки нефтяных месторождений. Перспективным направлением является разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым отнесены залежи СВН. Основным способом добычи на месторождениях СВН являются парогравитационное дренирование. На месторождениях СВН назрела необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи, обеспечивающих более высокий потенциал вытеснения нефти, чем традиционные методы разработки.[1]

Для проведения исследований по разработке технологии добычи СВН с использованием растворителей была разработана методика, которая вклю-

чает отбор керна, его нагрев, воздействие растворителем и проведение хроматографического и микроскопического анализа. [2]

Для проведения исследований использовался ряд приборов: газожидкостной хроматограф GC 2010 Plus, кроме того проводились микроскопические исследования керна с использованием микроскопа Leica DM 750 и вспомогательных приборов.

Исследование компонентного состава проводилось для алканов от C_{10} до C_{40} . Результаты микроскопического и хроматографического анализов контрольного образца керна представлены на рисунке 1 и в таблице 1.

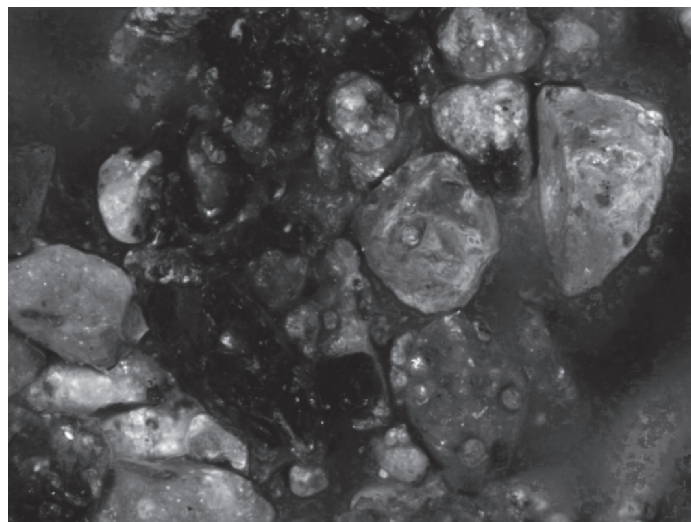


Рисунок 1 – Снимок контрольного образца керна СВН (увеличение $\times 5$)

Таблица № 1

Распределение доли концентрации групп алканов в зависимости от способа воздействия

Группа алканов	Концентрация, %				
	Контрольный образец СВН	Образец СВН, адсорбированной на поверхности зерен керна	Отфильтрованная часть СВН после нагрева	Комплексное воздействие нагрева и растворителя	Нагрев в условиях отсутствия фильтрации
$C_{10}-C_{19}$	64,69	58,11	39,29	61,59	56,57
$C_{20}-C_{29}$	20,82	15,02	37,92	14,09	16,72
$C_{30}-C_{40}$	14,5	26,87	22,79	26,27	26,72

Средняя концентрация группы алканов от C_{20} до C_{29} – 2,08% и 20,82% от общей концентрации. Максимальная концентрация в данной группе наблюдается у эйкозана (C_{20}) – 3,54%, минимальная – у гептакозана (C_{27}) – 0,85%.

Средняя концентрация группы алканов от C_{30} до C_{40} – 1,32% и 14,5% от общей концентрации. Максимальная концентрация в данной группе наблюдается у гентриаконтана (C_{31}) – 3,54%, минимальная – у тетрааконтана (C_{40}) – 0,34%.

На основании полученных результатов выполнен анализ содержания алканов. Среди остальных выделим основные алканы с наибольшей концентрацией: декан (C_{10}) с концентрацией 11,51 %; тридекан (C_{13}) с концентрацией 6,51%; пентадекан (C_{15}) с концентрацией 14,74 %; фитан ($C_{20}H_{42}$) с концентрацией 7,24 %; нонадекан (C_{19}) с концентрацией 4,6%. Средняя концентрация группы алканов от C_{10} до C_{19} равна 5,39% и 64,69% от общей концентрации. Максимальная концентрация в данной группе наблюдается у декана (C_{10}) – 11,51%, минимальная – у ундекана (C_{11}) – 0,99%.

В целом можно отметить, что в контрольном образце СВН, основная концентрация от общей массы приходится на группу алканов от C_{10} до C_{19} . С возрастанием группы алканов уменьшается их доля в общей концентрации. Это говорит о том, что в контрольном образце СВН наблюдается схожесть распределения концентрации по компонентному составу с нефтями средней вязкости. Аналогично были исследованы образцы нефтенасыщенного керна при различных видах воздействия.

После нагрева и охлаждения концентрация группы УВ C_{10} - C_{19} изменилась в 1,65 раза, или на 25%. Если технология предусматривает одновременное воздействие температуры и растворителя, то компонентный состав выделившегося СВН практически не меняется по сравнению с контрольным образцом, что свидетельствует о перспективности разработки технологий добычи СВН, предусматривающих комплексное воздействие температуры и растворителя.

Далее был проведен анализ группы алканов C_{20} – C_{29} . Наибольшая концентрация по данной группе наблюдается у образца СВН, отфильтрованного после нагрева и охлаждения, и равна 37,92%, увеличение по сравнению с контрольным образцом в 1,82 раза. Это явление объясняется тем, что в процессе нагрева снижается вязкость нефти, и она фильтруется. Затем идет образец СВН без воздействия с концентрацией 20,82%. Можно говорить о том, что в процессе нагрева увеличивается доля данной группы алканов в общей концентрации, т.е. происходят процессы, связанные с изменением агрегатного состояния вещества. У образцов, на которые оказывалось термическое воздействие доля в общей концентрации небольшая. У образца СВН, полученного из керна после нагрева и охлаждения она равна 15,02%; у образца СВН после нагрева – 14,09%; у образца СВН, полученного после нагрева и охлаждения в емкости из фольги – 16,72%. Связано это с тем, что в процессе термического воздействия алканы данной группы улетучиваются, если они не адсорбируются на поверхности образца. Условий для их адсорбирования создано не было, поэтому они улетучились и их доля уменьшилась по сравнению с начальным образцом.

Алканы группы C_{30} – C_{40} различаются по концентрации в образцах, которые подверглись термическому воздействию и не подвергались термическому воздействию. Так, в образце СВН без воздействия доля от общей части равна 14,5%, а в образцах, которые были подвергнуты термическому

воздействию – от 22,79% до 26,87%. Данное явление можно объяснить тем, что в процессе нагрева имеет место фазовое превращение, и более легкие компоненты окисляются, осмоляются и имеют больший молекулярный вес, тем самым изменяя общий состав вещества.

По данным таблицы можно отметить, что независимо от вида нагрева группа более тяжелых компонентов C_{30} - C_{40} в исследованных образцах увеличивается по сравнению с контрольным образцом.

Проведено исследование изменения свойств нефтенасыщенного керна до и после термического воздействия. Выработаны рекомендации по эксплуатации месторождений сверхвязкой нефти. [4]

Результаты работы могут быть внедрены на битумных месторождениях, а также месторождениях сверхвязкой нефти, где добыча нефти осуществляется с помощью тепловых методов.

Список литературы

1. Хисамов Р.С. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. – 335 с.

2. Царев, Н.И. Практическая газовая хроматография [Текст] / Н.И. Царев, В.И. Царев, И.Б. Катраков. – Барнаул: Издательство Алтайского государственного университета. 2000. – 156 с.

3. Хайвер К. Высокоэффективная газовая хроматография [Текст] / К. Хайвер.– 2006. – 134 с.

4. Шаповалова Е.Н. Хроматографические методы анализа [Текст] / Е.Н. Шаповалова, А.В. Пирогов. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова. 2007. – 109 с.

Научный руководитель – Гуськова И.А., д-р. техн. наук, профессор

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Кадушников И.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

К главным причинам снижения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин в процессе эксплуатации можно отнести следующие:

- проникновение жидкости глушения (пресной или соленой воды) или жидкости промывки в процессе ТКРС;
- понижение нефтенасыщенности в результате поглощения пластовой воды при остановке скважин;

- набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;
- образование водонефтяной эмульсии (эмульсионные блоки);
- выпадение и отложение асфальтено-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий;
- проникновение в ПЗП механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

Основные компоненты терригенного коллектора

В целом под терригенными коллекторами понимают коллекторы, сложенные песчаниками, которые в свою очередь сцементированы глинами и карбонатами.

По геолого-геофизическим параметрам различаются в основном три литотипа коллекторов: песчаники, алевролиты и глинистые алевролиты. Они содержат:

- 23.5-70% обломков кварца;
- 25-60% полевых шпатов;
- 0.9-10% слюд;
- 1-35% пород разного состава;
- до 2% акцессорных минералов (минералы-включения);
- 2-40% глинистого и 0–21% карбонатного цемента.

Состав глинистого цемента в песчано-алевролитовых породах существенно меняется по разрезу и площади. Глинистый цемент в песчано-алевролитовых породах распределяется на контактах между зёрнами в виде пленок, в поровом пространстве – между обломками минералов и в связующей массе, когда обломки разобщены между собой. Каолинит в цементе песчаников является самым распространенным минералом. Максимальное его количество наблюдается в зонах водонефтяного контакта и во внутренних частях пластов. При удалении от этих зон в песчаниках его содержание снижается. В глинах и аргиллитах каолинит чаще является примесью или второстепенным минералом. Гидрослюды представлены в основном алюминиевой группой с коэффициентом железистости 0,15–0,25. Среди хлоритов в терригенных коллекторах наиболее распространенными разновидностями являются магнезиальный и железисто-магнезиальный хлориты.

Зернистая структура глин и породообразующих минералов существенно отличается по размерам и формам кристаллов, которые можно увидеть на микрофотографиях образцов горной породы.

Таким образом, глинистые минералы, входящие в состав терригенных коллекторов, весьма разнообразны. Различия кристаллических структур глинистых минералов, несомненно, должны определять специфику их взаимодействия с кислотными агентами.

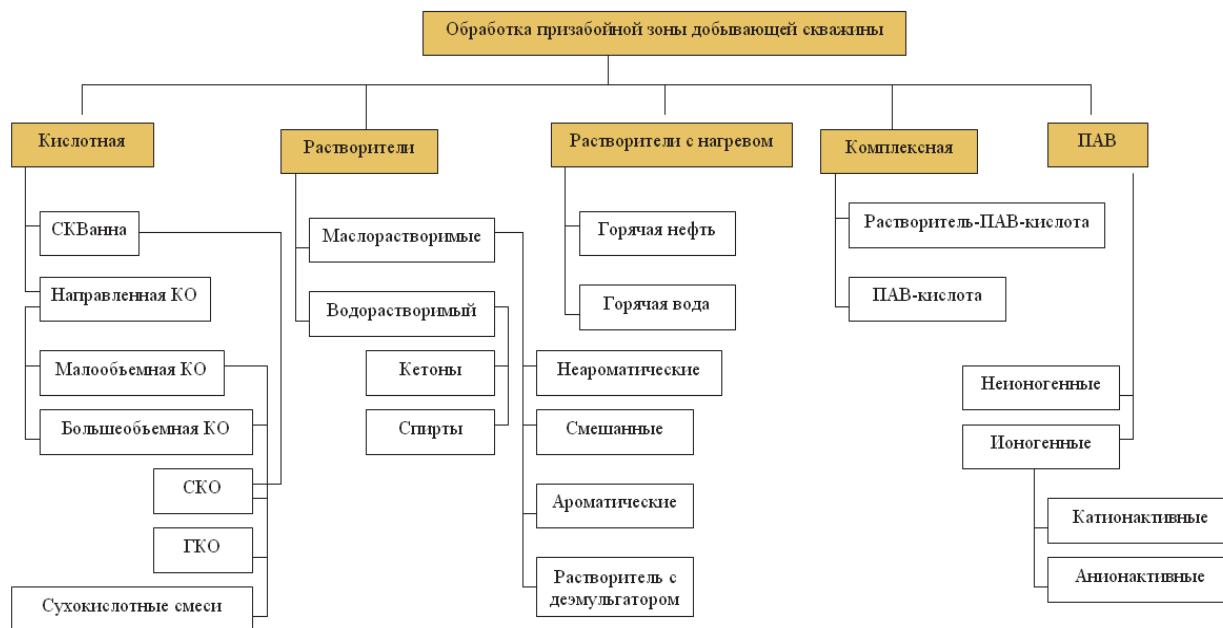


Рисунок 1 – Способы предотвращения и удаления повреждений ПЗП

Для проведения обработки призабойной зоны из всего фонда скважин выбирают следующие скважины:

- вводимые в эксплуатацию новые объекты (без ГРП) при недостижении проектных показателей по дебиту жидкости подвергаются кислотной обработке. Цель обработки – очистка ствола скважины, перфорационных каналов, ближней призабойной зоны от глинистых частиц и фильтрата бурового раствора. Объект воздействия – кольматирующее вещество, скелет породы;
- снизившие продуктивность по причине ухудшения притока жидкости в ходе эксплуатации из-за уменьшения проницаемости ПЗП в результате миграции глинистых частиц и обломочного материала горной породы. Цель обработки – увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия – кольматирующее вещество и скелет породы;
- снизившие продуктивность в результате отложения солей в призабойной зоне, эксплуатационной колонне и насосном оборудовании. Цель обработки – удаление отложений, восстановление продуктивности скважины. Объект воздействия – солевые отложения;
- снизившие продуктивность в результате отложения АСПО в призабойной зоне, эксплуатационной колонне и насосном оборудовании. Цель обработки – удаление АСПО, восстановление продуктивности скважин. Объект воздействия – АСПО;
- снизившие продуктивность после ТКРС в результате поглощения больших объемов воды. Цель обработки – устранения эффектов капиллярного зацемянения, набухания глин и водной блокады. Объект воздействия – кольматирующее вещество;

- не вышедшие на заданный режим работы после проведения ГРП. Цель обработки – разрушение загущенной жидкости-песконосителя, очистка каналов между зёрнами проппанта от геля. Объект воздействия – полисахаридный гель;

- выводимые из бездействия. Цель обработки – увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия – скелет породы.

Оценка рисков для проведения ОПЗ

Геологические риски:

1. Низкое Рпл
2. Обводнение по пласту (ФНВ, работа соседних скважин)
3. Слабые ФЕС (для дострела пласта)
4. Интерференция
5. Соблюдение плотности сетки
6. Наличие глинистой перемычки (менее 5 метров) между целевым пластом и водонасыщенным горизонтом
7. Текущая обводненность скважины более 70%
8. Тенденция увеличению обводненности за скользящий год
9. Кратность проведения ОПЗ за историю эксплуатации на данном пласту

Технические риски:

1. Возможность спуска необходимого оборудования в скважину
2. Наличие аварийного оборудования
3. Негерметичность колонны, заколонные перетоки
4. Проведенные ранее работы по ЛНЭК, тампонирования, РИР водоносных горизонтов, ОВП
5. Качество цементного камня

Совместимость КСПВ с сырой нефтью Самотлорского месторождения, скважина № 16104 куст №1536

- Тест на стабильность кислоты
- Дата тестирования 09.04.2011
- Проба-стойкая эмульсия

Подготовка КСПВ:

1. Приготовили 10% HCL
2. Смешали 0.5 литра 10% HCL с реагентами: ингибитор коррозии, преобразователь железа, деэмульгатор, МИА ПРОМ АЭ, МИА ПРОМ АС перемешивают в течение 10 минут.

- 10% HCL
- 5000 ppm
- Ингибитор коррозии = 1,0%
- Стабилизатор железа = 1,4%
- Деэмульгатор = 2,0%
- МИА ПРОМ АЭ
- МИА ПРОМ АС



Рисунок 2 – Совместимость КСПВ/нефти после 30 мин при температуре 70°C, осадка не обнаружено

Совместимость продавочной жидкости (NH₄CL) с сырой нефтью Самогторского месторождения, скважина № 16104 куст № 1536

- Подготовка продавочной жидкости:
- На пресной воде приготовили раствор NH₄CL с плотностью 1,02 г/см³



Рисунок 3 – Продавочная жидкость



Рисунок 4 – Сырая нефть через 30 минут, осадков не обнаружено

Тестирование на коррозию

Тест проводился на образцах металлических пластин из марки стали Ст. 20, при статической температуре забоя 65°C, (в течение 12 часов, согласно стандарту ТНК-ВР)

Список литературы

1. Аммян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. – М.: Недра, 1970. – 280 с.
2. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980. – 202 с.
3. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. – М.: Недра, 1991. – 384 с.

4. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М.: Недра, 1983. – 312 с.

5. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966. – 396 с.

Научный руководитель – Полищук С.Т., ст. преподаватель

УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ МЕТОДОМ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Кадушников И.А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

С целью обоснования выбора объектов и способа воздействия для испытания водогазового воздействия (ВГВ) на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ООО «ИНКО» выполнены лабораторные исследования прироста коэффициента вытеснения после заводнения азотом и частотередующимися оторочками газа и воды на керновых моделях терригенного и карбонатного коллектора.

Из предоставленных ЦИКиПФ филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» образцов керна (таблица 1) для исследований отобраны песчаники яснополянского горизонта Красноярско-Куединовского и известняки башкирского яруса Кокуйского месторождения.

Таблица № 1

Список образцов пород

№ п/п	Привязка образца, м	Порода	Цилиндр	Пористость, %	Проницаемость, мД
Кр-Куединовская, скв 539, пласт Тл					
1	1515,47	песчаник	148250		615,86
2	1516,05		148252		401,7
3	1516,22		148254		689,13
4	1516,27		148255		603,01
5	1516,45		148256		646,49
6	1516,64		148258		421,83
Кокуйское, скв 97 пласт Бш					
1	1232,10	известняк	148262		45,23
2	1235,65		148263		70,95
3	1235,75		148264		69,67
4	1236,70		148265		43,44
5	1237,23		148266		59,7
6	1237,55		148267		85,36
7	1237,64		148269		100,37
8	1237,81		148271		98,11

Образцы, отобранные из яснополянского горизонта, представлены крепким мелкозернистым пористым песчаником коричневого цвета, интенсивно нефтенасыщенным с глинистыми прожилками и углистыми промазками, а карбонаты башкирского яруса – плотными пористыми комковатыми известняками от серого до коричнево-серого цвета с запахом УВ.

Исследования выполнялись на современной фильтрационной установке УИК-5-40-80-150-30, оборудованной трехфазным сепаратором для автоматического измерения, поступающих из модели воды, нефти и газа.

Начальная нефтенасыщенность создавалась методом вытеснения с предварительной прокачкой керосина.

В опыте на керновой модели Красноярско-Куединовского месторождения использовалась изовязкозная модель пластовой нефти вязкостью 16,2 мПа*с, которую получили добавлением к дегазированной нефти с вязкостью 22,8 мПа*с 6,8 объемных % толуола.

В эксперименте на карбонатной модели башкирского яруса Кокуйского месторождения из-за непригодности дегазированной пробы для приготовления изовязкозной модели нефти использовали керосин, вязкость которого близка к значению этого показателя для нефти в пластовых условиях (1,4 мПа*с нефть и 1,21 мПа*с керосин).

Все процессы (насыщение водой, нефтью (керосином), вытеснение водой, азотом и чередующимся нагнетанием этих агентов) выполнялись при пластовых давлениях и температурах. Обжимное давление поддерживалось на 50 атмосфер выше пластового.

Нагнетание вытесняющих агентов проводилось с постоянным расходом, обеспечивающим линейную скорость фильтрации 1 и 5 м/сут для карбонатной и терригенной модели соответственно.

На моделях карбонатного и терригенного коллекторов исследовалась эффективность довытеснения остаточной после заводнения нефти последовательно непрерывной закачкой азота и чередующимися оторочками азота и воды.

Вытесняемые из модели вода, нефть (керосин) и азот, измерялись трехфазным сепаратором при пластовых давлениях и температурах с пятиминутным интервалом.

1. Результаты опыта на карбонатной керновой модели яснополянского горизонта Красноярско-Куединовского месторождения

Весьма эффективным оказалось воздействие на остаточную нефть чередующимися оторочками азота и воды. В первом опыте азот и вода подавались в модель чередованием порций каждого агента по 0,07, а на втором – 0,1 объема пор модели. Объемы оторочек выбраны на основе анализа опытов, проведенных другими исследователями.

В первом опыте довытеснения нефти чередующимся нагнетанием азота и воды вытеснение нефти началось после завершения продавки второй пачки азота. Перепад давления при продавке водой азота возрастал с 0,03

до 0,16 МПа, что связано со снижением ОФП для воды при насыщении пор газом. Наблюдаемое интенсивное поступление нефти из модели является, по нашему мнению, следствием перераспределения потоков воды и высокой нефтенасыщенностью порового пространства на начало воздействия. Прирост коэффициента вытеснения составил 0,21 при прокачке воды и азота 0,8 объема пор, что составляет 87,5 процентов от значения этого показателя при заводнении.

Во втором опыте чередующегося нагнетания темп вытеснения был стабильным на течение прокачки азота и воды в количестве 1,57 объема пор. Снижение темпа по сравнению с первым аналогичным экспериментом, вероятно, обусловлено приостановкой опыта на 7 суток, вызванной настройкой программы трехфазного сепаратора, что могло привести к гравитационному разделению фаз в модели. Изменение динамики вытеснения произошло после продавки восьмой пачки азота. За десять циклов нагнетания азота и воды прирост коэффициента вытеснения увеличился на 0,19 или 79,2 процента от значения этого показателя при заводнении.

Суммарный коэффициент вытеснения (водой, азотом и чередованием оторочек азота и воды) достиг 0,73.

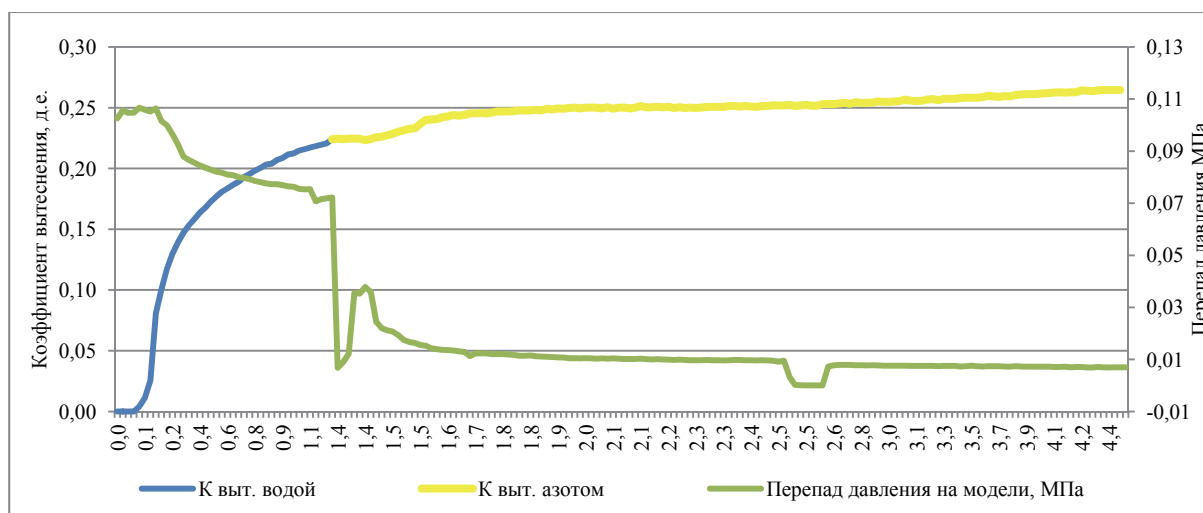


Рисунок 1 – Динамика коэффициента вытеснения нефти водой и азотом из керновой модели яснополянского горизонта Красноярско-Куединовского месторождения

Наиболее близким аналогом, проведенного опыта, являются исследования, выполненные РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина на керновых моделях подольского и сакмарского горизонтов Шумовского месторождения с вязкостью нефти 18,2 и 64 мПа·с соответственно.

2. Результаты опыта довытеснения остаточной после заводнения нефти азотом из карбонатной керновой модели башкирского яруса Кокуйского месторождения

Геометрические размеры и фильтрационно-ёмкостные показатели составной керновой модели башкирского яруса Кокуйского месторождения представлены в таблице 2.

Таблица № 2

Геометрические размеры и фильтрационно-ёмкостные параметры составной модели башкирского яруса Кокуйского месторождения

№ п/п	№ образца	Проницаемость, мД	Длина, см	Диаметр, см	Объем составной модели, см ³	Объем пор, см ³	Пористость, %
1	148271	98,11	3,0	3,03	130,37	18,317	14
2	148267	85,36	3,0				
3	148263	70,95	3,0				
4	148264	69,67	3,0				
5	148266	59,7	3,0				
6	148262	45,23	3,0				

18,3

Исследования проводились при пластовых давлениях и температуре (13,1 МПа и 21°С). Использовалась вода из системы ППД с минерализацией 230 г/л и плотностью 1,17 г/см³.

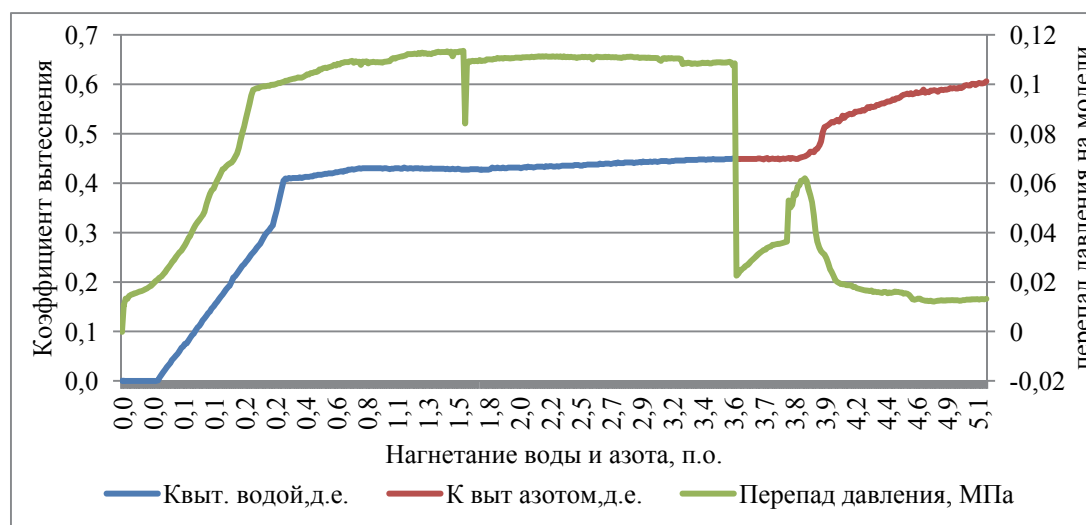


Рисунок 2 – Динамика коэффициента вытеснения перепада давления от объема прокачки вытесняющих агентов (воды и азота)

Методом вытеснения в модели создано насыщение керосином равное 52,5 процентов, что на 18 процентов ниже среднего значения по пласту. В тоже время, по графику зависимости остаточной водонасыщенности от комплексного параметра ($\sqrt{K_{прг}/K_{п}}$) для башкирского горизонта, полученная в лаборатории насыщенность модели нефтью соответствует пластовым величинам этого показателя (рисунок 7). Так при средней прони-

цаемости образцов составной модели по газу 71,5 (Кпр г ср. = (98+45) /2) и пористости 14,0 комплексный параметр равен равен 0,37, а соответствующая ему остаточная водонасыщенность – 0,5.

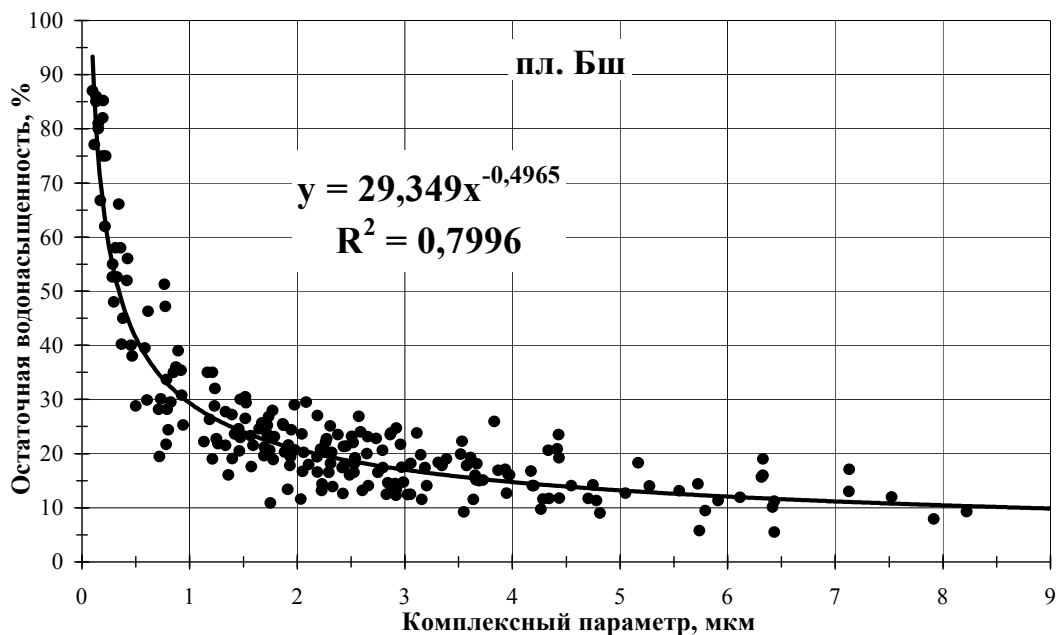


Рисунок 3 – Зависимость остаточной водонасыщенности от комплексного параметра для башкирского горизонта Кокуйского месторождения

Полученный коэффициент вытеснения водой керосина 0,45 немного выше среднего значения по башкирской залежи, который составляет 0,428, что вероятно связано с заменой в опыте пластовой нефти на керосин вязкостью 1,21 мПа*с.

Прирост коэффициента вытеснения азотом после заводнения составил 0,16 д.е. при прокачке 1,56 объёма пор на этой же модели с 10.02.13 будет испытано воздействие поочередным нагнетанием азота и воды.

Выводы:

1.1. Очень низкий коэффициент вытеснения водой и его прирост при воздействии азотом можно объяснить повышенной вязкостью нефти (16,18 мПа*с) и высокой начальной нефтенасыщенностью (0,92).

1.2. Резкая интенсификация вытеснения остаточной после воздействия водой и азотом нефти при циклическом нагнетании азота и воды, вероятно, обусловлена снижением ОФП для воды при насыщении модели газом и перераспределением потока воды в ранее не охваченные воздействием поровые каналы.

1.3. Чередующееся нагнетание азота и воды с объёмом оторочек 0,1 объёма пор модели оказалось весьма эффективным: прирост коэффициента вытеснения составил 0,16 при прокачке азота и воды в количестве 1,48 объёмов пор.

Список литературы

1. Телков В.П. / Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путём насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2009 год
2. Кошовкин И.Н., Дейнеженко А.Л., Скрипкин А.Г., Анурьев Д.А. / О применимости водогазового воздействия для разработки юрских пластов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 03. – с. 36–40
3. Проект разработки Кокуйского месторождения / Пермь. – 2006.

Научный руководитель – Полищук С.Т., ст. преподаватель

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ЭСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Казак Р.П.

Тюменский индустриальный университет

ГРП в настоящее время является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, обеспечивающим кратное увеличение добычи нефти, повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов. Расширение применения операции ГРП привело к серьезным проблемам, связанным с выносом проппанта из трещины. Так как наиболее широко распространенным в России аппаратом механизированной добычи нефти является электроцентробежный насос, то вынос проппанта может привести к перегрузке и выходу насоса из строя. Эта проблема на данный момент является актуальной на месторождениях Западной Сибири.

В настоящее время существенно нарушается технология проведения операции ГРП – отсутствует время выдержки скважины под давлением, что приводит к выносу проппанта в скважину и к перегрузке электроцентробежного насоса. Специалисты данного геолого-технического мероприятия считают, что скважина должна оставаться под давлением примерно 3-4 суток. Это существенно снизит количество «потерянного проппанта» и «трещина понадежнее закроется». Чрезмерное ожидание скважины под давлением тоже приводит к отрицательным последствиям, так как при условиях высоких температур часть проппанта в трещине может быть подвержена деформации. В реальных условиях скважину выдерживают под давлением не более суток. После чего в скважину спускается электроцентробежный насос. На промысле такой насос называют жертвенным [1].

Как правило, производительность скважины падает вследствие того, что перфорация забивается проппантом. Этот проппант, попадающий в

скважину в процессе добычи, часто вызывает повреждения подземного и наземного оборудования. В дополнение к этому ремонт поврежденного оборудования оборачивается убытками, связанными с простоем скважин.

Низкий дебит скважин напрямую снижает потенциальные доходы нефтедобывающих компаний. Частые капремонты, вызванные необходимостью проведения очистки скважин или удаления песка, включая продолжительность остановки скважины, также служат причиной убытков, вызванных обратным притоком проппанта из трещины в скважину или ее забиванием песком.

После первоначального заканчивания скважины часто очень сложно провести экономически эффективные восстановительные процедуры, способствующие решению проблемы обратного притока проппанта.

Множество всесторонних исследований, проведенных с целью определения механизмов, вызывающих обратный приток проппанта из трещины в скважину, выявили ряд противоречий между численным анализом этого явления и данными полевых наблюдений. Несмотря на широкое освещение этой проблемы в литературе, нет ни ясного понимания того, когда же ожидать обратного притока проппанта из трещины в скважину, ни каких-либо указаний насчет того, какие свойства проппанта помогают избежать этого. Известно, что на возможность возникновения обратного притока проппанта из трещины скважину влияют следующие факторы:

- Скорость притока в ствол скважины (после обработки пласта) и реология жидкости.
- Напряжение, вызывающее смыкание трещин в пласте и скорость смыкания трещин.
 1. Твердость поверхности трещин и вдавленность проппанта.
 2. Высота, ширина и степень извилистости трещин.
 3. Размеры, распределение и угол изгиба проппанта.
 4. Распределение проппанта в трещине.
 5. Силы связи в проппанте.
 6. Размеры, плотность и ориентация перфорации.

Когда в добываемую текучую среду из трещин попадает проппант, проводимость трещин уменьшается со временем и в зависимости от напряжения, вызывающего смыкание трещины по мере снижения ее ширины, создавая эффект засорения в прискважинной области, в результате чего происходит заметное снижение продуктивности скважины. Если проппант остается в скважине, он может заполнить участок с перфорацией, тем самым ограничив попадающий в скважину поток. В результате этого может возникнуть необходимость в чистке скважины для удаления из нее нежелательного проппанта и освобождения пути потоку текучей среды. Если проппант потечет обратно к поверхности, потенциально он может вызвать серьезные повреждения как подземного (т.е. глубинных штанговых насосов, погружных ЭЦН и т.д.), так и наземного оборудования (т.е. штуцеров, трубопроводов, резервуаров). В

этом случае нефтедобывающая компания сталкивается сразу с несколькими дилеммами, включая снижение КПД ЭЦН, расходы по обслуживанию, затраты на ремонт наземного оборудования и высокие производственные потери, вызванные остановкой скважины.

Современные достижения технологии позволяют использовать такие инструменты, как псевдотрехмерные моделирующие программы, анализ работы в реальном времени, и методы по улучшению контроля качества жидкости для гидроразрыва пласта. Они дают инженерам возможность получать набитые трещины путем соответствующего проектирования воздействия на пласт по технологии концевое экранирование. Возможность обратного притока в скважину проппанта из должным образом набитой трещины меньше, чем из ненабитой, но эффективное набивание не гарантирует того, что проппант совсем не попадет в скважину. Даже после успешного воздействия на пласт отмечалось попадание в скважину проппанта [2].

В случае выпадения проппанта в скважине одним из эффективных способов его удаления является применение вакуумной технологии и интеллектуального колтюбинга. В статье [3] описывается пример очистки водонагнетательной скважины от твердой песчаной пробки.

Концентрический колтюбинг (ККТ) был использован в начале 2014 года в Каспийском море на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) в качестве решения проблемы на скважинах с низким гидростатическим давлением, в которых использование некоторых технологий по удалению песка не применимо с традиционными методами.

ККТ был мобилизован для очистки твердой песчаной пробки. Кроме очистки скважины от песка на стадии планирования работ было определено два главных критерия: снижение трения внутри труб с защитным покрытием, сведение к минимуму количества спусков ККТ в скважину и полного вытеснения утяжеленного раствора более легкой жидкостью.

ККТ – это комбинация одной колонны КТ внутри другой и компоновка низа колонны со струйным насосом. Промывочная жидкость циркулирует во внутренней колонне КТ и возвращается через пространство между двумя трубами. Возврат на устье состоит из прокачиваемой напорной жидкости, песка и промывочной жидкости, которая отсасывается вакуумным устройством внутри инструмента через приёмный фильтр. Эффект вакуума создается посредством перепада давлений между давлением в скважине и низким давлением внутри части инструмента со струйным насосом.

После создания вакуума инструмент предназначен для повышения давления, необходимого для выхода жидкостей и твердой фракции на устье через небольшое кольцевое пространство (между внутренней и наружной КТ). Если сравнивать с циркуляцией для очистки через эксплуатационное оборудование при помощи традиционного КТ, могут достигаться более высокие скорости в кольцевом пространстве, чтобы избежать осаждение взвешенных частиц песка при работах в режиме очистки.

Инструмент может гидравлически переключаться в промывочный режим, чтобы направить все жидкости вниз к насадкам и создать сильное падение давления для проникновения в твердую песчаную пробку. В нормальном режиме очистки только часть из закачиваемой жидкости направляется вниз к насадкам. В то время, как оставшаяся жидкость используется для создания вакуумного эффекта [3].

Использование колтубинга для вымыва проппанта при пониженном гидростатическом давлении обеспечивает наилучшие условия для возвращения скважины в эксплуатацию после проведения гидроразрыва пласта. Данный метод увеличивает межремонтный период (МРП) ЭЦН и сокращает срок возврата скважин в эксплуатацию по сравнению с традиционными методами освоения.

Список литературы

1. Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М. Способы снижения выноса проппанта при проведении ГРП // Евразийский Союз Ученых (ЕСУ) – 2015. – № 7(16). – С. 103–104.

2. Ф.Д. Нгуен, Н. А. Стеджент, Стефен Р. Восстановление падения добычи работающих скважин, вызванного обратным притоком проппанта в скважину. SPE 102626. Техническая конференция и выставка Общества инженеров-нефтяников 2006 г. «Российская нефть и газ», 3–6 октября, 2006., Москва, Россия.

3. М. Д. Родригес С., Л.Д. Пинеро, С.Д. Смит и др. Удаление твердых фракций путем объединения вакуумной технологии и интеллектуального колтубинга (гибких НКТ с телеметрией) для подготовки к нагнетанию – Опыт использования в Азербайджане. Доклад для презентации на Каспийской Технической конференции и выставке SPE, 4–6 ноября, 2015., Баку, Азербайджан.

Научный руководитель – Мамчистова Е.И., канд. техн. наук, доцент

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Карманский Д.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Напряженное состояние является одним из главных факторов, влияющих на физико-механические свойства массивов. На любой природный массив всегда действуют гравитационные силы и очень часто силы тектонической

природы. Величины напряжений, которые испытывают горные породы даже в верхних горизонтах земной коры, могут быть достаточно велики. Их необходимо учитывать при расчетах устойчивости подземных и глубоких открытых выработок, тоннелей, подземных хранилищ нефти и газа.

Механические свойства горных пород часто считались одинаковыми в каждой точке геологического блока и одинаковыми по всем направлениям. Такой подход неизбежно приводил к недооценке роли свойств материала в геомеханике. Однако сегодня в отрасли начинают осознавать важность знания свойств горной породы и необходимость учитывать при геомеханическом исследовании изменения ее свойств.

В связи с этим необходимо тщательное изучение вмещающих пород – их вещественного состава, структурно-текстурных особенностей, пористости и трещиноватости, физико-механических свойств (в том числе реологических), выявления их анизотропии и неоднородности в распределении, установления динамики изменения свойств при длительном воздействии механических, тепловых нагрузок; особое внимание стоит уделять оценке фильтрационных свойств [1].

Согласно [2] на разных этапах разработки и эксплуатации скважин необходимо проводить соответствующие комплексы мероприятий по анализу напряженно-деформированного состояния пласта. Выделим основные этапы разработки и эксплуатации скважин и направления исследований геологоразведочных работ:

- **бурение и заканчивание скважин:** оценка устойчивости ствола скважины, вероятности выноса песка и разрушения перфорационных каналов; анализ стыков многоствольных скважин, оценка устойчивости обсаженной скважины;

- **заканчивание скважин и интенсификация притока:** выбор оптимальных мероприятий по заканчиванию с учетом механических и физических свойств горных пород; анализ вариантов по отложенной установке гравийного фильтра и направленного перфорирования; выбор и оптимизация методов интенсификации притока;

- **планирование добычи:** исследование возможных режимов напряженно-деформированного состояния, вызывающих деформацию коллектора в процессе добычи; прогнозирование проседания поверхности и последующего снижения проницаемости; анализ выноса мелких частиц, образующихся в процессе уплотнения, и связанной с этим деградации призабойной зоны; оценка вероятности смятия обсадной колонны.

В поровом пространстве горной породы напряжение передается жидкостям или газам в виде давления. Величина давления, действующего в жидкости, одинакова по всем направлениям. Жидкость реагирует на сжатие возникновением равного по величине, но противоположного по направлению давления. Поровые флюиды, находящиеся под давлением, несут на себе некоторую часть нагрузки, действующей на пласт в целом. Таким об-

разом, поровое давление является важным компонентом полного напряжения, действующего в объеме породы.

При извлечении пластовых флюидов геостатическая нагрузка, частично поддерживаемая давлением флюида в порах, должна перераспределяться на скелет породы, окружающий поры. Результирующие изменения порового давления вызывают изменение полных и эффективных напряжений. Увеличившаяся нагрузка внутри породы приведет к деформациям или разрушениям различной степени, проявляющимся в скольжении, пластической деформации, разрушении цемента на контактах между зернами или активации существующих трещин, приводя при этом к закрытию пор, уменьшению пропускной способности пласта и дополнительному уплотнению пласта коллектора [2].

Изменения пористости и проницаемости, уплотнение уже разрабатываемых пластов в свою очередь приводят к неравномерности их дренирования и истощения. Изменения давления и смещение прилегающих пластов вынужденно компенсируются вмещающими породами – все это приводит к перераспределению напряжения между истощающим пластом или интервалом закачки и породой. Результирующая деформация пород может нарушить целостность систем заканчивания в интервале продуктивного пласта и в перекрывающей толще. Масштаб изменений напряжений, вызванных добычей, и возможные негативные последствия их воздействия на промысловые операции, объем добычи и экономические показатели зависят от механических свойств горных пород, присутствия естественных трещин и разломов.

Проведение исследований напряженно-деформированного состояния пластов и своевременная оценка изменения фильтрационно-емкостных свойств позволят прогнозировать невыработанные (или слабовыработываемые) участки залежи, приуроченные к зонам, наиболее подверженным деформационным изменениям в процессе нефтеизвлечения, которые необходимо учитывать при проектировании разработки, планировании геологических мероприятий и оценке выработки запасов.

В результате экспериментальных исследований карбонатных коллекторов [3] установлено, что под воздействием знакопеременных нагрузок в коллекторах трещинного типа протекают два взаимоположенных процесса – с одной стороны, происходит смятие контактов и смыкание трещин, которые вызывают ухудшение проницаемости или даже полную потерю фильтрационной способности, а с другой – деформацию блоков трещинного коллектора, приводящих к развитию имеющихся микротрещин и образованию новых, т.е. формированию новой системы фильтрации (рисунки 1–2).

Для изучения фильтрационно-емкостных свойств горных пород коллективом Горного университета были разработаны фильтрационная установка и прибор для определения структуры пор и пористости.

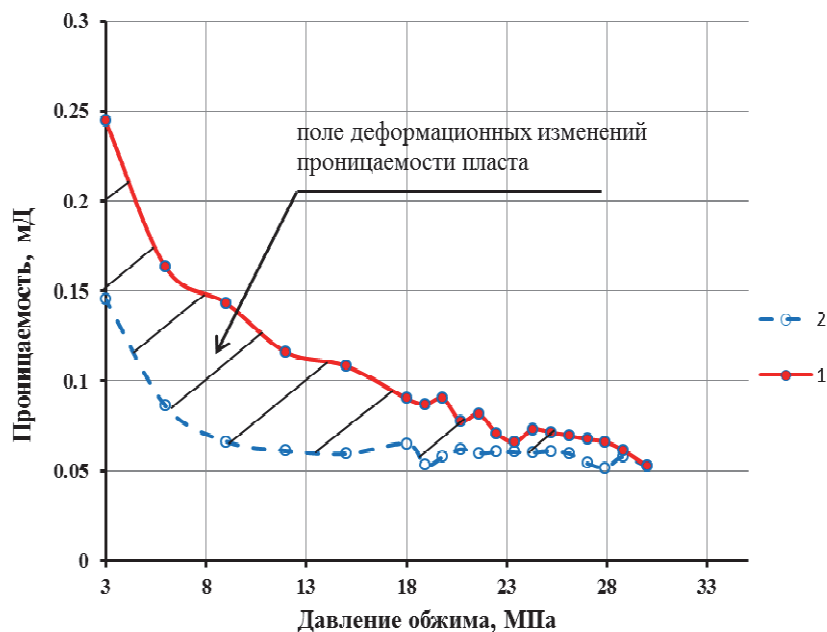


Рисунок 1 – Изменение проницаемости карбонатного коллектора (семилукский горизонт, Припятский прогиб) от давления обжима: 1 – прямой ход – повышение давления обжима; 2 – обратный ход – понижение давления обжима

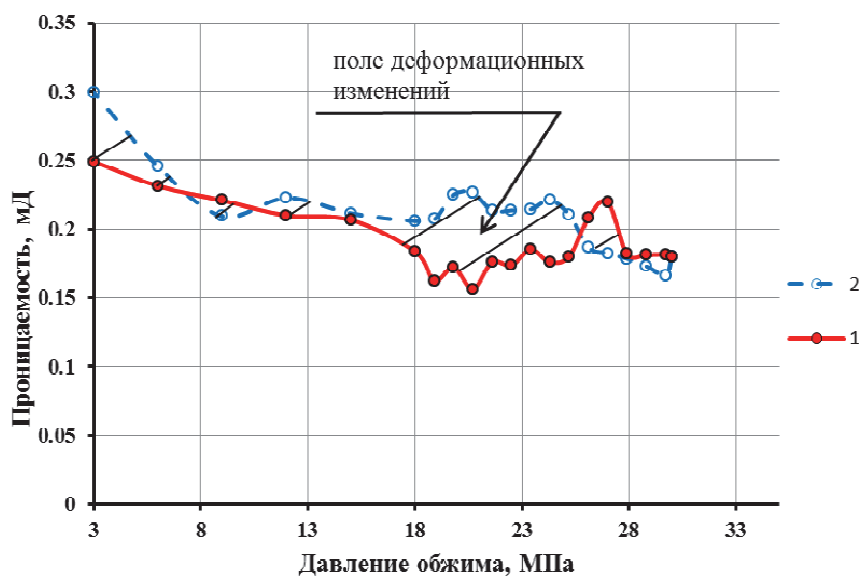


Рисунок 2 – Изменение проницаемости карбонатного коллектора (межсоловые отложения, Припятский прогиб) от давления обжима: 1 – прямой ход – повышение давления обжима; 2 – обратный ход – понижение давления обжима

Устройство для определения структуры пор и пористости образцов горных пород, отличающееся простотой конструкции и позволяющее расширить функциональные возможности приборов подобного класса за счет определения основных параметров структуры материала путем измерения

падения давления газа в камере с образцом во времени, представлено на рисунке 3. Устройство позволяет определять открытую, эффективную, общую и дифференциальную пористость.

Прибор содержит: рабочую камеру 1, измерительную камеру 3, пневмотумблер 4, соединяющий измерительную камеру 3 с рабочей 1, пневмотумблер 5, позволяющий подсоединить измерительную камеру к источнику давления газа. Измерительная камера выполнена в виде датчика давления мембранного типа и состоит из корпуса 3, мембраны 6, выполненной из фтористой бронзы. Регистрация давления осуществляется с помощью тензорезисторов, наклеенных на мембрану измерительной камеры с последующей записью на осциллографе, либо присоединением к мембране механического самописца.

Рабочее давление в измерительной камере создают равным 0,1 МПа. Выбор давления газа осуществляется исходя из среднего времени прохождения молекул газа через капилляр с учетом диаметра, протяженности капилляра и условий определения коэффициента диффузии газа.

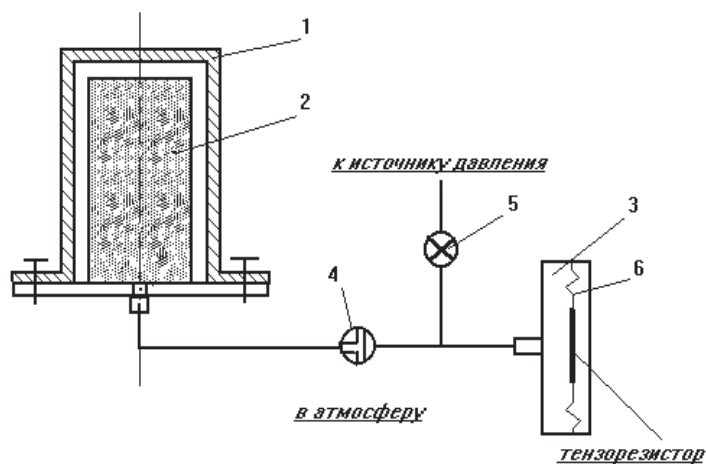


Рисунок 3 – Прибор для определения структуры пор и пористости образцов горных пород

Схема фильтрационной установки для исследования физико-механических свойств горных пород (схема Беккера) представлена на рисунке 4. Установка предназначена для изучения физико-механических свойств горных пород и различных материалов в условиях осевого сжатия при различных уровнях давления всестороннего сжатия, меняющегося от 0 до 150 МПа, что обеспечивает получение класса напряженного состояния вида $\sigma_1 \geq \sigma_2 = \sigma_3$. Установка позволяет исследовать компрессионные, фильтрационные и деформационные свойства пород и материалов при температуре до 250 °С; исследовать проницаемость образцов горных пород как в продольном, так и в поперечном направлениях с одновременной регистрацией поперечных и продольных деформаций [4].

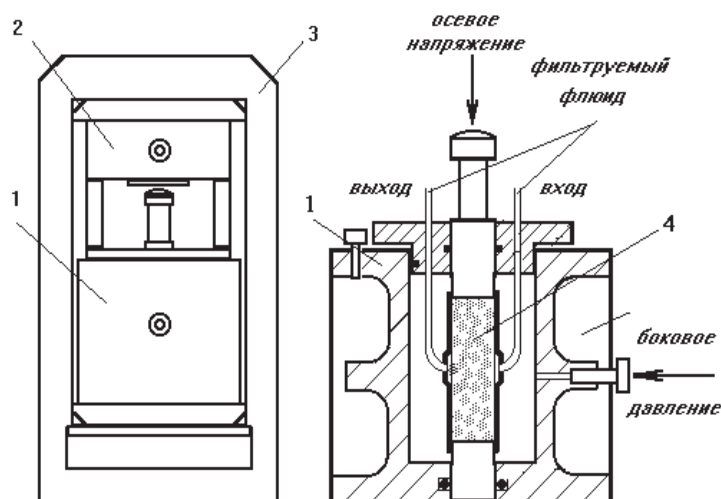


Рисунок 4 – Схема установки для исследования физико-механических свойств горных пород (схема Беккера): 1 – камера высокого давления; 2 – домкрат, 3 – блок распора; 4 – образец

По результатам проведенных на установках исследований было определено, что объемная сжимаемость и проницаемость являются функцией структуры порового пространства и вида напряженного состояния; проницаемость горных пород зависит от формы и вида влагонасыщенности породы, вида напряженного состояния, типа порового пространства – с ростом давления всестороннего сжатия и влажности проницаемость уменьшается, а с ростом дифференциальной нагрузки выше предела упругости (фиксированное значение давления всестороннего сжатия) проницаемость увеличивается, т.е. изменение проницаемости связано с характером деформирования пород и типом порового пространства.

Список литературы

1. Фролова Ю.В. Скальные грунты и методы их лабораторного изучения – М.: КДУ, 2015. – 222 с.
2. Джон Кук. О важности механических свойств горных пород: лабораторная проверка геомеханических данных // Нефтегазовое обозрение. – М., 2007. Осень. С. 44–69.
3. Лобов К.А. Изменения пород-коллекторов в процессе нефтеизвлечения на примере месторождений припятского прогиба. В кн.: Современные проблемы геологического картирования: материалы X Унив. геол. чтений, Минск, 14–15 апр. 2016 г. С. 96–98.
4. Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород: Автореф... дис. д-ра техн. наук. – С-Пб: СПГИ, 2010. – 37 с.

Научный руководитель – Петраков Д.Г., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ И ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Кинах А.С.

Санкт – Петербургский горный университет

В настоящее время в нашей стране наблюдается ухудшение структуры запасов углеводородов, в основных регионах нефтедобычи постоянно растет доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Данные обстоятельства вынуждают нефтяные компании все больше уделять внимание разработке технологий для рентабельного освоения низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов. Залежи нефти с данным типом коллектора составляют примерно 40% от всех трудноизвлекаемых запасов[1].

Объектом исследования в данной работе является влияние закачиваемых жидкостей на фильтрационные характеристики глиносодержащих низкопроницаемых коллекторов.

Цель работы – повышение эффективности воздействия на глиносодержащие низкопроницаемые коллектора.

Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов может быть достигнуто за счет детально изучения свойств глинистых частиц, которые входят в состав коллектора, и улучшение свойств закачиваемой воды путем добавления к ней поверхностно-активных веществ.

Месторождения с низкопроницаемыми коллекторами выделяют в особую группу в связи с низкой технологической эффективностью их разработки имеющимся в отрасли техникой и технологиями. К терригенным низкопроницаемым коллекторам относятся объекты с песчаным коллектором проницаемости менее $0,05 \text{ мкм}^2$ (собственно НПК), с глиносодержащим коллектором (ГНПК), со слабодренлируемыми зонами низкопроницаемых коллекторов (СНПК) и с низкодебитным пластом-коллектором (НДК) [2].

Доля ГНПК в общей сумме запасов в коллекторах с проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$ составляет 2/3 по Западной Сибири и 1/3 по другим регионам. Низкие темпы добычи нефти и невысокое конечное нефтеизвлечение при разработке месторождений с ГНПК связаны с малой проницаемостью, большим капиллярным давлением в низкопроницаемых пластах, значительным снижением проницаемости и даже иногда прекращением вытеснения нефти из зон резкого набухания глинистых фракций [2].

В мировой практике традиционное заводнение нефтяных залежей – наиболее эффективный метод разработки нефтяных месторождений. Данный метод основан на закачивании в пласт воды через нагнетательные скважины, расположенные с нефтяными в определенном порядке, с целью поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи пласта[3]. Но

традиционный метод заводнения для глинодержащих низкопроницаемых коллекторов оказался недостаточно эффективным. Это связано в первую очередь с ионной активностью, а также пептизацией и диспергированием глинистых минералов.

Глины обладают очень низкой проницаемостью, поэтому даже небольшое содержание глинистого материала в терригенных коллекторах значительно снижают их фильтрационные свойства. Лабораторные и промышленные исследования показали, что с увеличением относительного количества глинистой фракции обычно ухудшается проницаемость коллектора [4]. Зависимости фильтрующей способности кварцевых песчаников от содержания минералов глин показали, что при коэффициенте глинистости (доля глинистых минералов в общем объеме скелета коллектора $K_{гл}$) более 15-20% порода-коллектор становится практически непроницаемой [5].

Пространственная изменчивость содержания глин в породе определяет неоднородность продуктивных объектов по фильтрационным и емкостным свойствам. Хорошо известна повышенная сорбционная активность глин, а также способность некоторых глин к набуханию, снижающему проницаемость и пористость [4].

Набухание глинистого цемента – это результат ионного обмена между глинистыми минералами и находящимися в воде ионами натрия, кальция и других металлов [6].

Практически все терригенные пласты имеют тот или иной процент различных глинистых минералов в составе породы-коллектора, по-разному реагирующих на ионообменные процессы с водной фазой в зависимости от ее минерализации. Поэтому одной из проблем разработки нефтяных месторождений является учет и регулирование эффектов взаимодействия водных растворов с глинистыми минералами породы-коллектора, которая обусловлена тем, что при фильтрации воды в глинодержащих коллекторах их проницаемость и пористость могут значительно меняться в зависимости от свойств глинистого цемента, приводя к изменению коэффициентов вытеснения и охвата [3].

Воздействие химического состава и минерализации фильтрующейся жидкости сказывается в изменении состава поглощенных катионов в глине и интенсивность поверхностной диссоциации глинистых частиц в воде, что в свою очередь влияет на толщину диффузного слоя.

С ростом минерализации фильтрующейся воды уменьшается поверхностная диссоциация глинистых частиц и переход катионов с твердой поверхности в жидкую фазу. Вследствие этого снижается интенсивность гидратации, т.е. связывания катионами молекул воды, что сокращает объем диффузного слоя. В этом случае происходит увеличение активного порового пространства и, следовательно, должна возрасти проницаемость глин. Наоборот, при фильтрации через ГНПК раствора меньшей минерализации, интенсифицируется поверхностная диссоциация глинистых частиц,

с твердой поверхности перейдет в жидкую фазу значительное количество катионов из поглощённого комплекса. В результате этого усилится гидратация катионами молекул воды, что приведет к возрастанию диффузного слоя, уменьшению активного порового пространства, и, следовательно, к уменьшению проницаемости ГНПК [6].

Из вышесказанного можно выделить три физико-химических фактора, регулирующих особенности фильтрации водной фазы в глинодержащих коллекторах: 1 – изменение структуры порового пространства, 2 – изменение смачиваемости пористой среды, 3 – диспергирование глинистого материала породы-коллектора [2].

Как отмечалось выше, под действием пресной или слабоминерализованной воды происходит самопроизвольное набухание и диспергирование глинистых частиц в пласте. Увеличение объема глинистых частиц обусловлено процессами образования, как диффузных слоев, так и мономолекулярного адсорбционного слоя. Добавки химических реагентов могут уменьшить этот эффект. Одной из добавок к воде с целью увеличения нефтедобычи являются поверхностно-активные вещества. Неионогенные ПАВ, конкурируя с молекулами воды, не дают им возможности адсорбироваться и попадать в межпакетное пространство глин. Следовательно, один из способов повышения эффективности заводнения является улучшение свойств закачиваемой в пласт воды путем добавления к ней поверхностно-активных веществ.

В данной главе представлены результаты проводимых исследований, целью которых является определение оптимальной концентрации ПАВ, совместимости ПАВ с пластовой водой и водами разной минерализации, набухания глинистых частиц низкопроницаемых коллекторов при контакте с раствором ПАВ. В качестве ПАВ в экспериментах использовался реагент под условным названием НГ-2 (ПАВ на основе этоксилированных аминов) [3]. Основными критериями первоначального выбора данного ПАВ были следующие: растворимость в воде, подавление гидратации глин, доступность, экологическая безопасность.

На первом этапе исследования определяли оптимальную концентрацию реагента и ККМ реагента путем определения и построения графика экспериментальной зависимости межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» от массовой концентрации НГ-2 в воде. Межфазное натяжение измерялось с использованием автоматизированного прибора для измерения краевого угла смачивания и поверхностно-го/межфазного натяжения EASYDROP (система анализа формы капли).

Оптимальной концентрации ПАВ соответствует критическая концентрация мицеллообразования (ККМ). При концентрации, соответствующей ККМ, на графиках зависимостей наблюдается излом. При увеличении концентрации ПАВ больше ККМ значительное изменение межфазного натяжения происходить не будет. В нашем случае, ККМ соответствует концентрации ПАВ (НГ-2) в воде 0,05% по массе (рисунок 1).

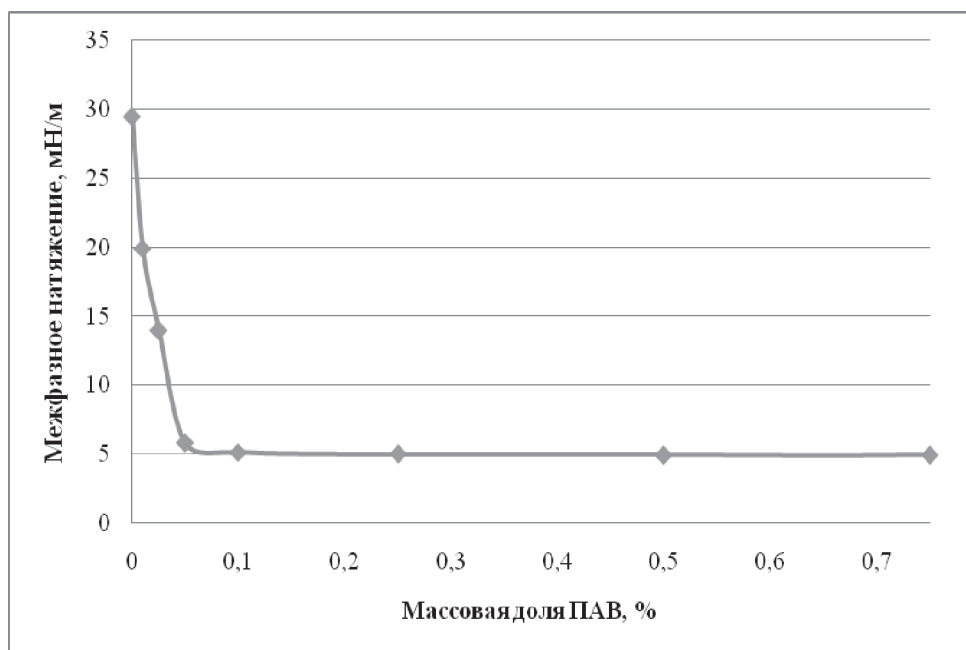


Рисунок 1 – Зависимость межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» от массовой концентрации НГ-2 в воде

При моделировании пластовых условий в качестве объекта исследований были выбраны юрские отложения васюганской свиты, а именно продуктивный пласт Ю₁. На первом этапе производилась оценка совместимости реагента НГ-2 с пластовыми водами, отобранными из разных скважин.

Сначала исследуемые воды термостатировались в течение 3 дней при пластовой температуре (100 °С) для определения их стабильности. Затем оценивалась совместимость НГ-2 с этими водами (при концентрации реагента 0,01 % масс.) при стандартной и пластовой температурах. При 20 °С реагент НГ-2 оказался совместимым со всеми исследуемыми водами.

В результате оказалось, что реагент НГ-2 совместим практически со всеми водами пласта Ю₁, которые стабильны при пластовой температуре (100 °С). Таким образом, дальнейшее изучение свойств раствора данного ПАВ является целесообразным.

На следующем этапе работы исследовали влияние раствора ПАВ на набухание глин. Опыты проводились с каолинитовой глиной. Проверялась величина набухания глины при контакте с дистиллированной водой, с моделью пластовой воды (Ю1) и растворами НГ-2 в дистиллированной и пластовой воде. Метод исследования состоит в измерении объема глиняной навески до добавления жидкости, а затем после. В процессе фиксируется изменение объема навески. Динамика процесса представлена на рисунке 10, где по оси ординат откладывается отношение объема глины в конкретный момент времени (V_i) к первоначальному объему сухой глины (V_0).

Исследование показало, что добавление 0,1% (по массе) НГ-2 в пластовую воду снижает гидратацию глин по сравнению с закачкой пластовой

воды в чистом виде. Таким образом, использование НГ-2 в системе заводнения позволит повысить проницаемость коллектора за счет снижения гидратации глин и, как следствие, увеличения коэффициента вытеснения нефти из ГНПК.

Таким образом, в ходе данной работы было рассмотрено детальное строение глинистых частиц низкопроницаемых коллекторов. Выявлены причины их гидратации и увеличения объема, а также влияние закачиваемых вод различной минерализации и поверхностно-активных веществ.

В ходе проведенного исследования было установлено, что ПАВ НГ-2 совместим с пластовой водой, эффективно подавляет набухание глинистых минералов, не дает молекулам воды возможности адсорбироваться и попасть в межпакетное пространство глин. Из вышесказанного следует, что применение поверхностно-активного вещества НГ-2 в системе заводнения позволит повысить коллекторские свойства глиносодержащих низкопроницаемых коллекторов, а также коэффициент извлечения нефти.

Список литературы

1. Кутырев Е.Ф. Особенности строения и разработки низкопроницаемых нефтяных пластов/ Е.Ф. Кутырев// Нефтяное хозяйство, 1998 – №11
2. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами// МО МАНПО, 2000 – 525 с.
3. Рогачев М.К. Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов/ Кузнецова А.Н.// Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник», №1, 2016г. с. 49-53.
4. Желтов Ю.В. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глиносодержащими коллекторами/ Ю.В. Желтов, В.Е. Ступоченко, А.Я. Хавкин, В.Н. Мартос, В.М. Рыжик// Нефтяное хозяйство, 1981 – №7
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.:Недра, 1985. – 308с.
6. Гольберг В.М. Проницаемость и фильтрация в глинах/ Н.П. Скворцов – М.: Недра, 1986 – 160 с.

Научный руководитель – Рогачев М.К., д-р. техн. наук, профессор

ПОДГОТОВКА СКВАЖИН И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ К ЗАКАЧКЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Мамедов А.Ч.

Тюменский индустриальный университет

Технология применения МПДС рекомендуется для использования на нефтяных месторождениях платформенного типа с терригенными и карбонатными продуктивными пластами, запасы которых при заводнении вырабатываются недостаточно и неравномерно из-за высокой послойной и зональной неоднородности по проницаемости.

Для закачки МПДС предпочтительны скважины, вскрывшие и эксплуатирующие наиболее полный разрез продуктивного пласта, где послойная литологическая и проницаемостная неоднородность выражены четко, а продуктивные пропластки от нагнетательной в окружающие добывающие скважины прослеживаются без перерыва.

Выбор скважины под закачку МПДС проводится на основе анализа геолого-промысловых данных опытных участков, установления области влияния нагнетательной скважины в выявлении характера обводнения реагирующих добывающих скважин, определения наличия гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

Закачка рабочих растворов МПДС производится в нагнетательные скважины, техническое состояние которых должно быть удовлетворительным и соответствовать следующим требованиям:

- колонна должна быть герметичной, должны отсутствовать заколонные перегородки;
- наличие зумпфа не менее 2 м.

Подготовка к закачке МПДС включает в себя выбор скважин, проведение предварительных исследований, расчет необходимого количества материалов и технических средств, а также подготовительные операции.

На выбранной нагнетательной скважине проводят следующие виды исследований:

- исследуют герметичность эксплуатационной колонны;
- исследуют профиль приемистости;
- проводят исследования методом падения давления (КПД);
- определяют приемистость скважины.

В добывающих скважинах опытного участка проводят следующие исследования:

- определяют обводненность продукции;
- определяют дебит жидкости;
- определяют динамический и статический уровни;
- проводят исследования методом восстановления давления (КВД или

КВУ) по опорным скважинам, гидродинамически связанным с нагнетательными.

Расчет необходимого количества материалов.

Расчет потребности сухого ПАА и глинопорошка.

Потребное количество ПАА и глинопорошка определяют исходя из их средней концентрации и объема. Потребность ПАА $P_{ПАА}$ (т) и глинопорошка $P_{ГЛ}$ (т) для приготовления рабочих растворов определяется по формулам:

$$P_{ПАА} = C_{ПАА} - \frac{V_{ПАА}}{100}, \quad (1)$$

где $C_{ПАА}$ – концентрация ПАА в растворе, % мас.; $V_{ПАА}$ – объем раствора ПАА, м³;

$$P_{ГЛ} = C_{ГЛ} - \frac{V_{ГЛ}}{100}, \quad (2)$$

где $C_{ГЛ}$ – концентрация глинистой суспензии, % мас.; $V_{ГЛ}$ – объем глинистой суспензии, м³.

Расчет потребности сухого АМГ.

Потребное количество АМГ определяют исходя из средней концентрации и объема. Потребность АМГ $P_{АМГ}$ (тн) для приготовления рабочих растворов определяется по формуле (3)

$$P_{АМГ} = C_{АМГ} - \frac{V_{АМГ}}{100}, \quad (3)$$

где $C_{АМГ}$ – концентрация АМГ в растворе, % мас.; $V_{АМГ}$ – объем раствора АМГ, м³.

Расчет технологических параметров обработки.

Общий объем МПДС $V_{МПДС}$, закачиваемый в пласт, проектируется (в технологических планах обработки) разработчиками технологии индивидуально для каждой скважины, исходя из удельной приемистости скважины, строения пласта, толщины и фильтрационно-емкостных свойств высокопроницаемого пласта (прослая) и составляет от 200 до 4000 м³.

Доставляют на скважину необходимое количество реагентов.

Порошкообразный ПАА поставляют в мешках (полиэтиленовых или бумажных с внутренним водонепроницаемым слоем) массой не более 25 кг. Мешки с ПАА транспортируются любым видом транспорта. На скважине ПАА размещают на площадках, защищенных от влаги. Глинопорошок завозится на скважину в многослойных бумажных или полиэтиленовых мешках. На скважине мешки с глинопорошком размещают на защищенных от влаги площадках. Реагент АМГ поставляют на скважину в полиэтиленовых 50 литровых бочках.

Проверяют исправность запорной арматуры с заменой неисправных задвижек.

Забой скважины с допуском технологической НКТ промывают технической водой. При необходимости по согласованию с Заказчиком, проводят комплекс геолого-физических исследований по определению приемистости и профиля приемистости (ГК, РГД, термометр).

При выявлении по результатам исследований неисправностей в техническом состоянии (негерметичность колонны, наличие заколонных переток, отсутствие зумпфа и др.) их необходимо устранить.

Производят обвязку технологического оборудования на устье скважины согласно схемы на рисунке 1.

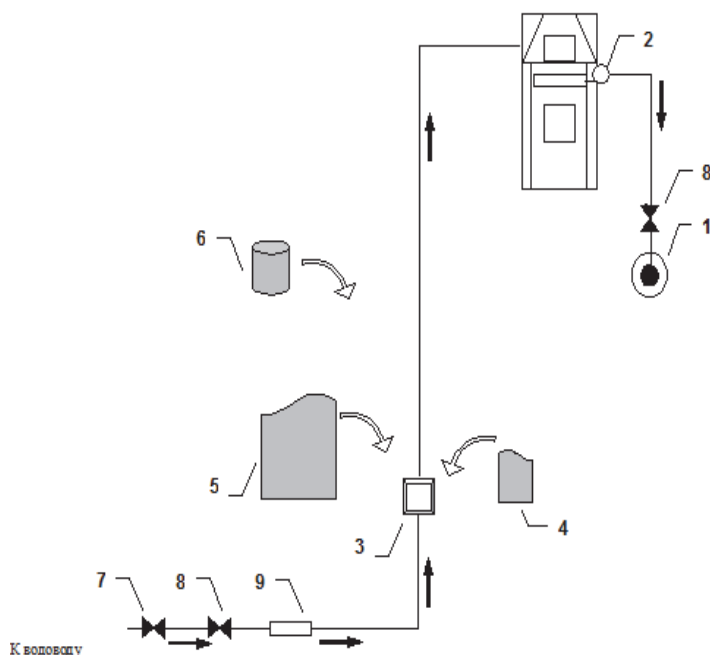


Рисунок 1 – Обвязка оборудования при закачивании МПДС: 1 – скважина, 2 – насосный агрегат, 3 – эжекторное устройство, 4 – сухой ПАА, 5 – глинопорошок, 6 – АМГ, 7 – задвижки, 8 – задвижка технологическая для регулирования подачи воды из водовода, 9- расходомер по воде

Запорную арматуру, обвязку скважины и наземное оборудование опрессовывают на полуторкратное ожидаемое рабочее давление закачки.

Перед началом закачки МПДС производится замер приемистости по технической воде (из водовода) на 2 и 3 скоростях работы насосного агрегата установки.

Список литературы

1. Григоращенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. Применение полимеров в добыче нефти. – М.: Недра. – 1978. – 213 с.

2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение нефтеотдачи пластов ограничением движения вод химическими реагентами // Нефтяное хозяйство. – 1992. № 1. – С. 20–22.

3. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений с применением полимер-дисперсных систем и других химреагентов // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 2-3. – С. 29–34.

Научный руководитель – Апасов Г.Т., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ СЕЛЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО ТИПА

Осадчий Д.Е.

Санкт-Петербургский горный университет

Значительная часть нефтяных месторождений переходит на заключительную стадию разработки, характеризующуюся снижением темпов отбора нефти и ростом обводненности. В связи с этим все острее становится вопрос сохранения рентабельности добычи нефти. С целью снижения переменных затрат на подъем и утилизацию попутно-добываемой воды, а также для регулирования потоков флюидов в пласте и прискважинной зоне в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений проводятся ремонтно-изоляционные работы [5].

Для борьбы с обводнением скважин существует множество технологий и химических реагентов. В зависимости от механизма изоляции и применяемого изоляционного материала все методы подразделяются на неселективные и селективные.

Неселективные методы ограничения водопритока основаны на одновременной или последовательной закачке в пласт нескольких реагентов, способных в результате химического взаимодействия между собой или физико-химических превращений получаемых смесей образовывать осадок, нерастворимый ни в воде, ни в нефти.

Селективные методы изоляции – это методы, основанные на применении материалов, увеличивающих в большей степени фильтрационное сопротивление в водонасыщенной части пласта [1,5].

Одним из наиболее перспективных и технологичных методов проведения водоизоляционных работ является применение технологий закачки в пласт составов на основе силиката натрия. Данные композиции устойчивы при высоких давлениях и температурах и нетоксичны [2,3,4,5].

В связи с вышеперечисленными преимуществами для селективного ограничения водопритока в коллекторах трещинно-порового типа разработана водоизоляционная композиция на основе силиката натрия. В качестве инициатора гелеобразования используется неорганическая соль хрома (III), позволяющая получать гели во всем объеме исходной композиции. Проведенные лабораторные исследования разработанной гелеобразующей композиции позволили установить зависимости прочности композиции и сроков гелеобразования от концентрации реагентов и температуры.

Повышение селективности воздействия водоизоляционных композиций возможно за счет изменения смачивающей способности по отношению к нефтенасыщенным и водонасыщенным горным породам. Для достижения данной цели в состав композиции был включен многоатомный спирт, что поспособствовало повышению гидрофильности по отношению к водонасыщенной породе и гидрофобности по отношению к нефтенасыщенной горной породе. В результате исследований также была выявлена оптимальная концентрация многоатомного спирта путём замеров краевого угла смачивания исследуемой композиции при различных концентрациях спирта. Более того, добавление многоатомного спирта поспособствовало улучшению технологических характеристик разработанной композиции и расширило температурный диапазон ее применения.

Для подтверждения предположения о селективности воздействия гелеобразующей водоизоляционной композиции на водонасыщенные и нефтенасыщенные горные породы были проведены ряд фильтрационных экспериментов результаты которых свидетельствуют о том, что разработанная водоизоляционная композиция способна эффективно снижать проницаемость водонасыщенных образцов керна трещинно-порового типа в большей степени, чем нефтенасыщенных [3].

Список литературы

1. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины: учебное пособие. Саратов: Издательство ГосУНЦ «Колледж», 2003. 167 с.

2. Дурягин В.Н. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов / Дурягин В.Н., Стрижнев К.В. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 1, 2014. С. 14–29. URL: http://ogbus.ru/authors/DuryaginVN/DuryaginVN_1.pdf.

3. Дурягин В.Н., Стрижнев К.В., Осадчий Д.Е. Обоснование селективности воздействия гелеобразующей композиции при проведении водоизоляционных работ в условиях коллекторов трещинно-порового типа // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 1. – С.79–92.

4. Никитин М.Н. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещинных коллекто-

рах / Никитин М.Н., Петухов А.В. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 5, 2011. С.143-154. URL:http://www.ogbus.ru/authors/NikitinMN/NikitinMN_1.pdf.

5. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах. СПб.: Недра, 2010. 560 с.

Научный руководитель – Петраков Д.Г., канд. техн. наук, доцент.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГРП КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Павельева О.Н.¹, Павельева Ю.Н.²

¹ Тюменский индустриальный университет;

² Санкт-Петербургский государственный университет

Актуальной проблемой на сегодняшний день является состояние ресурсной базы Приобского месторождения. Ресурсы нефти постепенно истощаются, происходит ухудшение структуры запасов нефти и газа, растет доля трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах с высокой геологической неоднородностью, увеличивается обводненность продукции, поэтому одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

В данной научной работе проанализируем эффективность проведенных гидроразрывов пластов на переходящем его фонде.

За период с 01.01.2011 г. по 01.01.2013 г. на переходящем фонде Приобского месторождения проведены 346 операций гидроразрыва пласта (ГРП) (рисунок 1).

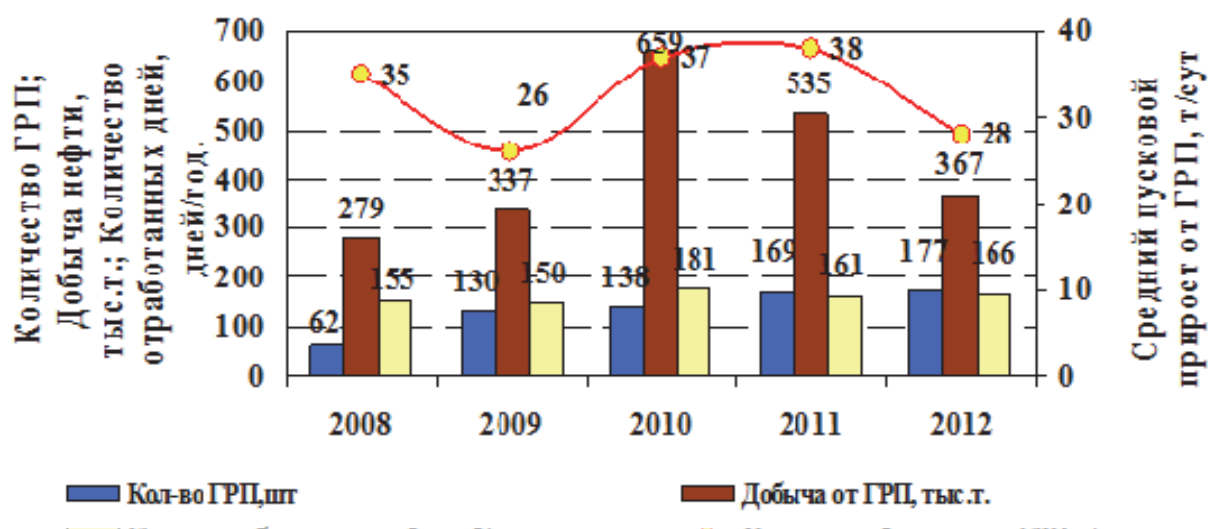


Рисунок 1 – Динамика проведения ГРП на переходящем фонде скважин по годам

Распределение количества ГРП на переходящем фонде скважин Приобского месторождения показано на рисунке 3.

За анализируемый период наибольшее количество скважино-операций проведено на двух участках сильно расчлененного пласта АС12. Максимальная кратность прироста дебита жидкости получена на Правобережном участке пласта АС12. Меньшее количество мероприятий по ГРП на острове связано с тем, что он активно разбуривался с 2007 по 2010 гг. с ГРП и эффект от ГРП еще не закончился. Для скважин правого берега средний дебит нефти до мероприятия составляет 18,2 т/сут, после – 52,7 т/сут. На левобережной части месторождения средний дебит скважин до был равен 11,0 т/сут, после – 44,7 т/сут. На острове до ГРП – 23,0 т/сут, после – 52,9 т/сут.

Сопоставление динамик добычи жидкости по скважинам различных частей месторождения показывает, что по скважинам Правого берега длительность эффекта выше, чем для скважин левобережной части. Это связано с лучшими ФЭС коллекторов и более эффективной организацией системы ППД Правобережной части месторождения.

На рисунке 2 показаны основные технологические параметры проведенных в период 2008–2012 г.г. Из рисунка видно, что с 2008 г. происходит смещение проводимых операций в зоны с более высокими Kh . Как видно в 2010 г. наблюдается пик по величине Kh и роста дебита жидкости до максимального значения. Увеличение Kh объясняется тем, что основная часть ГРП (более 55% скважин операций) на переходящем фонде проводится в центральной части месторождения с наилучшими фильтрационно – емкостными свойствами. С 2011 г. величина Kh снизилась, это объясняется тем, что большее количество ГРП (более 50% скважин) проведены в низкопроницаемом левобережном участке. При этом безразмерный индекс продуктивности скважин J_d сохранился на стабильном уровне (0,60–0,68).

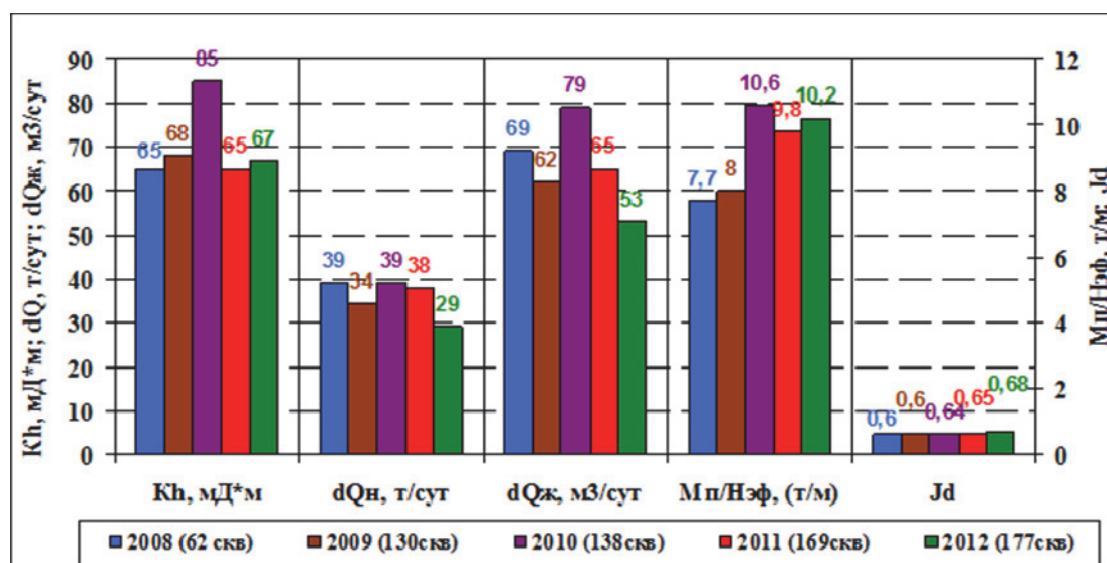


Рисунок 2 – Динамика основных показателей скважин переходящего фонда

В 2011 г. проведено 169 операций ГРП на переходящем фонде. Дополнительно за этот год за счет ГРП добыто 535,4 тыс. т нефти. В 2012 г. проведено 177 операций ГРП, дополнительная добыча нефти за этот год составила 367,3 тыс.т., в том числе за счет ГРП 2011г. дополнительная добыча составила 828,3 тыс.т. Удельная эффективность увеличилась и составила 3,2 и 6,6 тыс. т/скв., в 2011 г. и 2012 г. соответственно. Отметим, что эффект от ГРП, проведенных за анализируемый период, в настоящее время продолжается.

Выводы:

1. Увеличение объемов бурения при вскрытии нескольких пластов одной скважиной привело к росту количества выполняемых операций ГРП.
2. Усовершенствование технологии ГРП привело к значительному увеличению времени технологического эффекта от мероприятия.
3. По переходящему фонду основной объем ГРП проводится на пластах АС10 и АС12 отстающих по темпам выработки. Таким образом, необходимо оптимизировать систему разработки с учетом опыта проведенных ранее мероприятий для достижения утвержденного КИН.

Список литературы

1. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень, 2012. – 215 с.
2. Савиных Ю.А. Методы интенсификации добычи нефти / Савиных Ю. А., Грачев С. И., Музипов Х. Н. – Тюмень: Слово, 2007. – 133 с.
3. Грачев С.И., Копытов А.Г., Коровин Д.В. Оценка прироста дренируемых запасов нефти по скважинам при гидроразрыве пласта [Текст] / Грачев С.И., Копытов А.Г., Коровин Д.В. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 2. – С. 41–46.
4. Грачев С.И., Вольф А.А., Новоселов Д.В. Определение и обоснование зависимости геометрических характеристик трещины гидроразрыва от фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта [Текст] / Грачев С.И., Вольф А.А., Новоселов Д.В. // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 9. – С. 36–39.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Нефть и газ, Москва, 2003 г.

Научный руководитель – Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП В ГС НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Павельева О.Н.¹, Павельева Ю.Н.²

¹ Тюменский индустриальный университет;

² Санкт-Петербургский государственный университет

Данная научная работа направлена на изучение методов интенсификации нефти месторождениях Западной Сибири. Эта крупнейшая нефтегазовая провинция. Здесь открыто около 500 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Здесь добыто почти 6 млрд. т нефти, что составляет 45% накопленной добычи России.

Актуальной проблемой в настоящее время выступает выбор метода воздействия на нефтяные залежи, который определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются геолого-физические характеристики залежей, технологические возможности осуществления метода на данном месторождении и экономические критерии. При анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приобскому месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь низкую проницаемость коллекторов) и пластовых флюидов. Запасы Приобского месторождения относятся к трудноизвлекаемым по причине низкой проницаемости и высокой расчлененности основных продуктивных горизонтов. Разработка месторождения невозможна без системного применения комплекса геолого-технологических мероприятий.

Применяемые мероприятия направлены на вовлечение недренируемых запасов (уплотняющее бурение, ГРП, перфорация), выравнивание выработки (направленные ГРП, применение ОРЗ и РИР, потокоотклоняющие технологии), интенсификацию притока (ГРП, ОПЗ). Основные виды ГТМ выполненные за период 2011-2012 г.г. приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, максимальный удельный эффект получен от бурения ГС с многостадийным ГРП. По базовому фонду наибольший удельный эффект был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов. Так же эффективны мероприятия с ГРП на пробуренном фонде, повторные ГРП и ГРП на переходящем фонде, мероприятия направленные на регулирование вытеснения – ОРЗ. Кроме того, наиболее проводимым мероприятием является применение ОПЗ добывающих скважин, но с наименьшим удельным эффектом 0,7 тыс.т./скв. Ремонтно-изоляционные работы в связи с удовлетворительным состоянием фонда скважин осуществляется редко по 1–2 скважине в год.

Технологическая эффективность ГС Приобского месторождения сопоставима с ННС с применением ГРП (рисунок 1). Основные технологические показатели работы ННС опытного участка (куст 250) приведены в таблице 2.

Таблица № 1

Результаты проведения ГТМ за период 2011–2012 гг

Вид ГТМ	Количество скважино-операций	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Удельный технологический эффект, тыс. т/скв.
ГРП на переходящем фонде	346	1731	5,0
ГРП при бурении	1000	5730,3	5,7
Повторные ГРП	54	292,0	5,4
ЗБС	96	727,6	7,6
ГС	4	202,7	50,6
ОРЗ	23	125,3	5,4
РИР	5	50,2	10,0
Приобщение	11	4,8	0,4
Оптимизация скв оборудования	519	1053,4	2,0
ОПЗ добывающих скважин	1338	948,7	0,7
ОПЗ нагнетательных скважин	269	356,2	1,3
Потокоотклоняющие технологии	96	172,0	1,8

Таблица № 2

Основные технологические показатели работы ННС опытного участка

Скв	Начальные параметры			Состояние на 01.01.2013г.			Накоп. добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча жидкости, тыс.т
	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости т/сут	Обводность т/сут	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости т/сут	Обводность, т/сут		
5873	23,3	24,9	6,7	11,2	14,5	22,9	0,5	4,2
5927	108,0	114,0	5,3	3,1	71,0	95,7	10,3	31,7
5813	136,5	144,9	5,8	13,8	15,0	8,0	21,5	23,3
5870	105,0	113,4	7,4	33,8	36,5	7,4	10,4	11,2
Ср. знач:	89,3	94,6	5,9	9,3	33,5	42,2	32,3	59,2

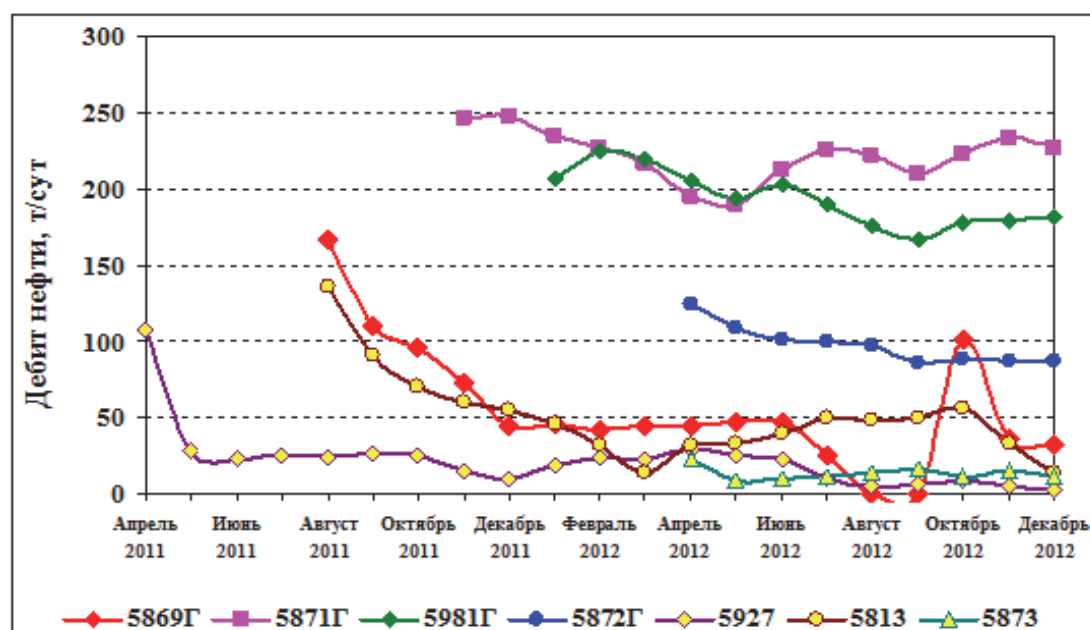


Рисунок 1 – Сопоставление показателей работы наклонно-направленных и ГС

На рисунке 2, текущий дебит ГС превышает в 2,5–3,0 раза дебиты вертикальных скважин опытного участка.

Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно – направленную скважину составляет 10,7 тыс. т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам – 50,6 тыс. т (от 22,7 до 89,2 тыс.т). Суммарная дополнительная добыча (без учета ГРП при бурении и ГС) составила 5169,2 тыс. т, удельная дополнительная добыча – 2,0 тыс.т.

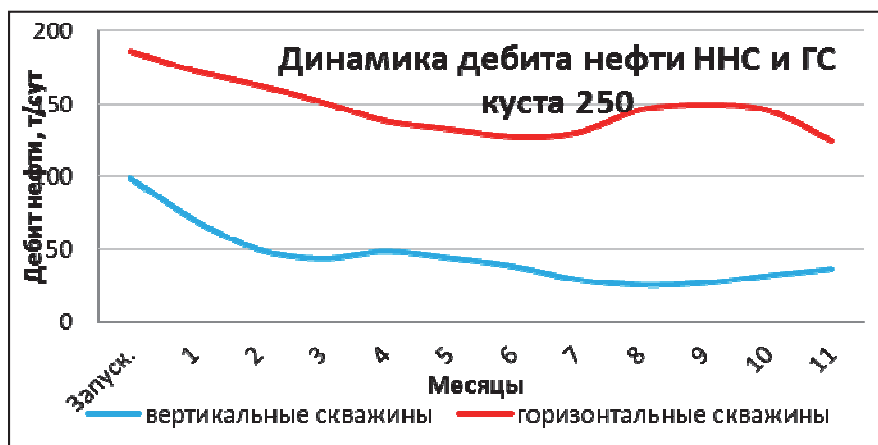


Рисунок 2 – Сравнение дебитов нефти ГС и ННС куста 250.

Таким образом, целесообразно эксплуатировать ГС с ГРП На Приобском месторождении. Однако, следует учитывать следующие выявленные проблемы:

- Ограниченная область использования ГС с ГРП.
- Высокая стоимость строительства ГС с ГРП.
- Нет единой методики расчета стоимости ГС с ГРП для проведения технико-экономических расчетов.
- Необходимо произвести расчеты с учетом нелинейных эффектов.

Список литературы

1. Савиных Ю.А., Методы интенсификации добычи нефти / Савиных Ю. А., Грачев С. И., Музипов Х. Н. – Тюмень: Слово, 2007 г.
2. «Технологическая схема разработки Приобского месторождения (СЛТ, ЮЛТ, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение)», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Нефть и газ, Москва, 2003 г.

Научный руководитель – Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор

ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Павельева О.Н., Саабесагр Клетус
Тюменский индустриальный университет

В контексте горизонтальных скважин, дополнительный ствол, пробуренный от первоначально вертикального или горизонтального ствола скважины, является боковым стволом. Бурение бокового ствола может быть осуществлено преднамеренно или случайно. Многоствольная или многоуровневая скважина будет иметь несколько преднамеренных боковых стволов, пробуренных для обеспечения нескольких продуктивных.

Бурение боковых стволов является важным процессом, который помогает продлить или дать новую жизнь скважинам, которые были оставлены по техническим и экономическим причинам. В процессе бурения скважины, возможно, что ее ствол не пройдет через все продуктивные зоны, расположенные на разных глубинах пласта. Это может произойти преднамеренно или случайно на разных глубинах. При переинтерпретации данных скважин могут обнаружить дополнительные продуктивные зоны на разных глубинах, которые имеют значительные запасы нефти и газа.

Первоначально добывающие скважины могут быть выведены из производства по разным причинам: аварии, дробление или отказ эксплуатационной колонны, комплексный разлом подземного оборудования, утопление, или даже невозможность очистки интервала перфорации от механических примесей.

Операторы могут также бурить боковой ствол из существующего ствола скважины, чтобы добавить боковую скважину для широкоохватного воздействия на залежь. Чем больше площадь охвата залежи, тем больше количество отбора углеводородов.

Во всех этих вышеперечисленных случаях, возможно добывать значительное количество углеводородов при эксплуатации скважин с боковыми стволами.

Технология бокового ствола через «окно» обсадной колонны позволяет восстанавливать продуктивность даже тех скважин, которые невозможно эксплуатировать другими способами или их эксплуатация экономически невыгодна.

Одним из главных условий для эффективного бурения боковых стволов является правильный выбор скважины. Следует учитывать следующее при выборе скважин для бурения боковых стволов:

1. Ожидаемый дебит скважины должен обеспечить требуемый отбор углеводородов на определенный период времени.
2. Информация о продуктивности планируемого бокового отверстия должна совпадать с информацией промышленных запасов нефти.
3. Желательно выбрать скважины, которые вскрывают более одного продуктивного пласта, или с продуктивными пластами, которые могут быть вскрыты в дальнейшем для обеспечения длительной эксплуатации скважины.

В России возможно энергия большинства нефтяных и газовых месторождений истощена (они находятся на 3-й или 4-й стадии разработки месторождения).

Данная технология позволяет бурить в старых скважинах новые стволы при переинтерпретации данных месторождений.

С экономической точки зрения, стоимость бурения бокового ствола составляет около одной трети или даже половины стоимости бурения новой скважины для производства.

Бурение бокового ствола из существующей скважины позволяет продолжать использовать ее наземные оборудования и средства для дальнейшей добычи нефти и газа. Если достаточно тщательно изучать эту технологию, возможно извлечь до 50% от начальных запасов нефти.

Спрос на боковые стволы в России повышается, как и стоимость, и сложность их бурения. Раньше было необходимо лишь заново пробурить существующую скважину или пробурить новое отверстие до новой продуктивной зоны. В настоящее время цель состоит в том, чтобы пробурить новый ствол с горизонтальным окончанием. Горизонтальное окончание часто используется для многоступенчатого гидравлического разрыва пласта. Горизонтальное окончание дает большой охват залежи.

Стоимость бурения боковых стволов по сравнению с бурением новой скважины значительно низка.

Экологично, загрязнение окружающей среды в процессе бурения бокового ствола меньше, чем в бурении новой скважины.

Несмотря на многочисленные преимущества, связанные с эксплуатацией скважин с боковыми стволами существует ряд сложных проблем в процессе их бурения.

Одной из основных проблем является риск расхождений, которые возникают между фактическими данными скважины и конструкцией бокового ствола, в том числе физическое состояние обсадной колонны, наличие кольцевого оборудования или по отношению к траектории. Очень важно до самого бурения боковых стволов провести подробную подготовительную работу – построить модифицированный профиль ствола с помощью гироскопического инклинометра и обеспечить контроль качества технического состояния эксплуатационной колонны. После этого возникают серьезные опасности во время бурения самого ствола. Они могут возникнуть из-за низкого давления на забое и даже технических проблем в виде бурения в пределах ограниченного диаметра. Эти проблемы ограничивают использование большинства технических устройств, обеспечивающих безопасность во время бурения.

Для успешного и безопасного бурения бокового ствола важно учитывать меры безопасности. Техническое состояние данной скважины должно быть оценено; программа бурения должна быть утверждена.

Еще одна серьезная проблема возникает в виде пульсации низкого и нормального давлений. Эти пульсации приводят к потере циркуляции, а в

некоторых случаях проявления пластовых флюидов в скважине в процессе ее бурения.

Эти осложнения можно минимизировать путем выбора правильных буровых растворов для изоляции опасных зон и путем регулирования плотности бурового раствора.

Трудно доверять надежности старого оборудования в старых скважинах в процессе бурения боковых стволов. Есть много рисков, связанных с состоянием колонн, особенно в промежуточных колоннах, через которые вырежут окна бокового ствола. Необходимо подробное предварительное проектирование ствола для минимизации рисков.

Сложные конструкции профилей боковых стволов являются серьезной проблемой. Возможно, не все нефтяные компании обладают необходимыми технологиями и опытом. В некоторых случаях бурильщики требуют корректирующие меры для решения проблем, возникающих с первой попытки бурения. Это влияет на стоимость и жизнеспособность скважины.

Импульс боковых стволов в современной нефтяной и газовой промышленности ощущается повсюду. Несмотря на высокую стоимость бурения бокового ствола, его многочисленные риски, он очень экономичен по сравнению с бурением совершенно новой скважины. С технологией боковых стволов есть жизнь для почти всех скважин, которые были остановлены из-за блокировки ствола оборудованием, утопления или осложнений. Потенциальные нефтяные и газовые пласты, которые первоначально были не вскрыты, могут быть вскрыты благодаря бурению боковых стволов.

С учетом всех этих многочисленных преимуществ, рекомендуется нефтяным и газовым компаниям применять боковые стволы в своих областях, особенно на старых и истощенных месторождениях.

Список литературы

1. Апасов Г.Т., Применение скважин боковыми стволами с горизонтальным окончанием на Верхнеколик-Еганском месторождении/ Апасов Г.Т., Лагутян Я.Н. – Тюмень: Новые технологии – Нефтегазовому региону, 2016. С. 79–83.

2. Еленец, А.А., Разработка методики прогноза эффективности эксплуатации боковых стволов / Еленец А.А.; КогалымНИПИнефть. – Тюмень, 2012. – С 23.

3. Павельева О.Н., Разветвленное бурение как метод интенсификации добычи / Павельева О.Н, Басов А.О., Паршукова Л.А. – Тюмень: Современные тенденции развития науки и производства, 2016. С. 382–384.

4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Нефть и газ, Москва, 2003 г.

Научный руководитель – Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПУТЁМ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Потапов И.П.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Технология электрической обработки скважин – предназначена для снижения обводненности добываемой жидкости на нефтяных скважинах, восстановления их производительности, а также для восстановления характеристик нагнетательных скважин.

Объектами применения технологии являются как терригенные, так и карбонатные коллектора с глубиной залегания до 3000 м.

Обработке подлежат скважины с обводненностью продукции от 30% и выше. При неоднородных пластах с чередующейся высокой и пониженной пористостью.

Метод основан на дополнительном действии на пласт постоянным электрическим током, пропускаемым, как минимум, в пределах куста скважин через два питающих электрода, находящихся на уровне пласта двух рядом расположенных скважинах.

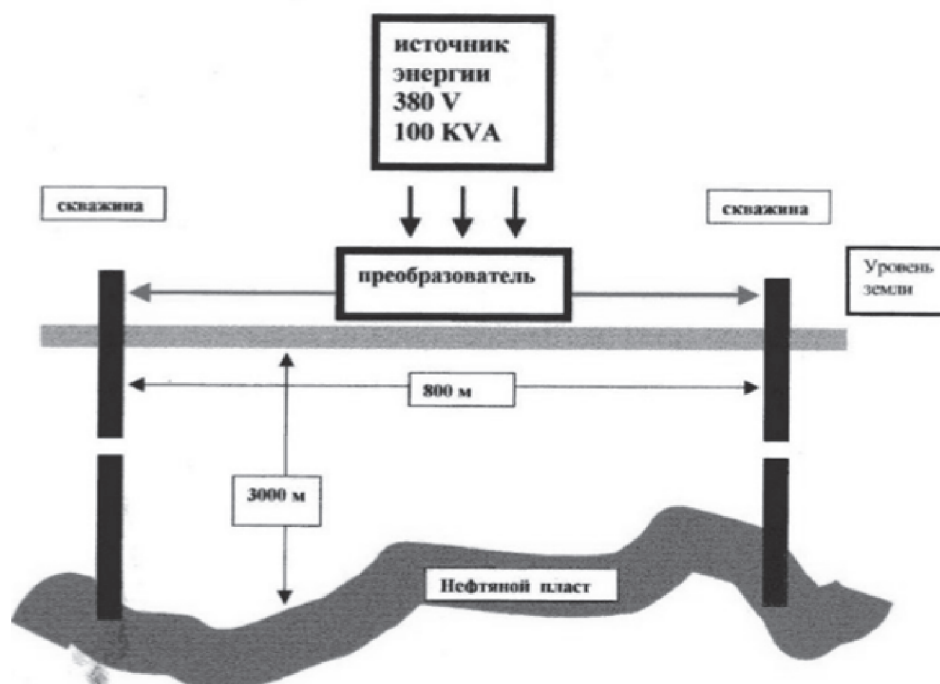


Рисунок 1 – Схема метода электрохим. обработки

Схема движения флюидов

Под действием электродвижущих сил в поровом пространстве пласта возникают электрокинетические и электрохимические процессы, увеличи-

вающие эффективность искусственного заводнения. Так, электрокинетические процессы обуславливают более активное вытеснение нефти водой из порового пространства, поскольку этому способствует создание вокруг нагнетательной скважины щелочной среды с высокими моющими и нефтывытесняющими свойствами. Под действием приложенных электродвижущих сил дисперсионная среда (вода) будучи положительно заряженной, перемещается в направлении к отрицательному полюсу (которая создается вокруг нагнетательной скважины), а отрицательные заряженные частицы углеводородов дисперсной фазы движутся к положительному полюсу, то есть к забою добывающей скважины.

В результате увеличивается коэффициент охвата воздействием щелочного раствора обводняющегося неоднородного пласта, значительно уменьшается обводненность добывающих скважин в пределах куста и соответственно возрастает добыча нефти.

После окончания электровоздействия на пласт обводненность добываемой нефти оказывается значительно сниженной на длительный период времени.

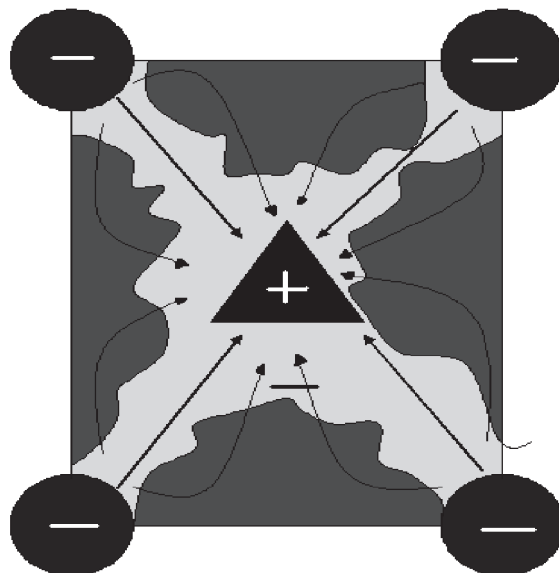


Рисунок 2 – Схема воздействия установки на флюиды в пласте

Схема монтажа Эл. Установки на ШГН и ЭЦН

Конструктивно электрическая установка мощностью 30–40 кВт состоит из трансформатора, выпрямителя постоянного тока, скважинного питающих электродов Катод Анод, и погружного электрического кабеля.

Электроды подсоединяют к клеммам выпрямителя постоянного тока при помощи кабеля. Спускают в скважину на уровне перфорации обсадной колонны с использованием НКТ.

В качестве анодного материала используется токопроводящий эластомер, главное преимущество этого материала заключается в низкой скоро-

сти анодного растворения, что, при цене примерно 3500 руб., экономически целесообразно. Т.к. через несколько месяцев применения электровоздействия, электрокоррозия в щелочной среде увеличивается в 1000 раз, и материал «распадается».

При этом токопроводный эластомер можно использовать только в нагнетательной скважине при подаче отрицательного заряда. В добывающей скважине выбор электродного материала не имеет принципиального значения.

Опытно-промышленное внедрение электрохимического метода в различных горно-геологических условиях показали, что под действием электродвижущих сил:

- повышаются вытесняющие свойства воды;
- снижается межфазное поверхностное натяжение нефти;
- улучшаются вымывающие свойства рабочих агентов;
- увеличивается проницаемость призабойной зоны скважин;
- уменьшается обводнённость добываемой продукции.

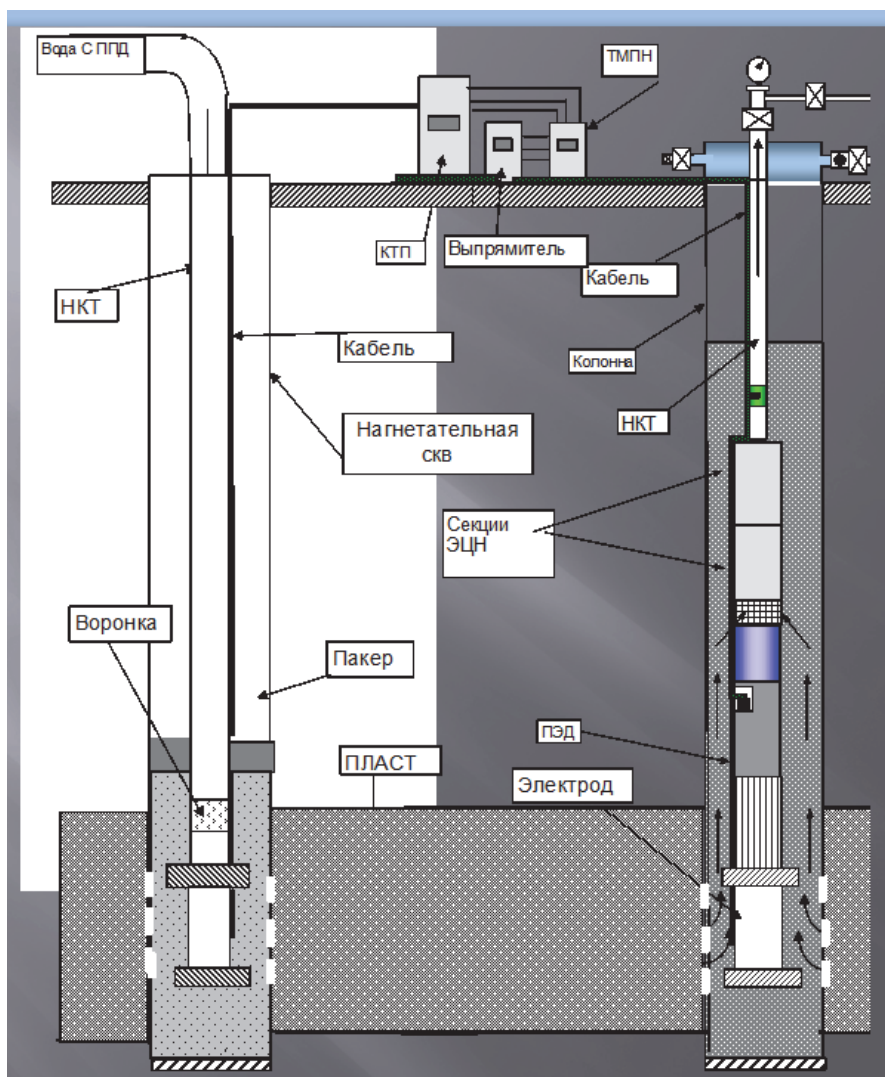


Рисунок 3 – Схема установки для электрохим. воздействия на пласт

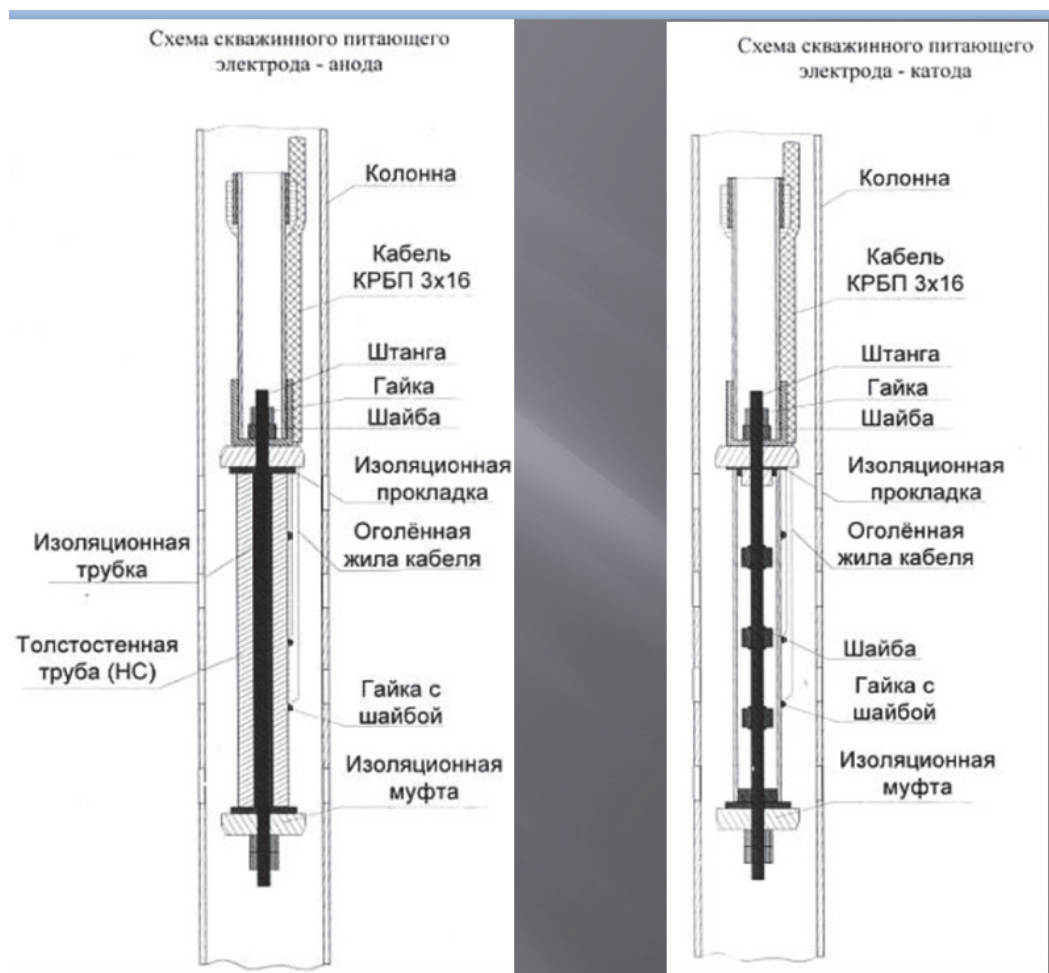


Рисунок 4 – Схемы анода и катода

Примеры воздействия в З-С

Результаты опытно-промышленного воздействия электрического тока на продуктивные пласты нефтяных месторождений Зап.Сиб. позволяют говорить о высокой перспективности этой технологии интенсификации добычи нефти.

Рассмотрим результаты подобного метода в добывающей скв. 1702 Приобского нефтяного месторождения, которая эксплуатировалась под напряжением в паре с нагнетательной скважиной, расположенной от нее на расстоянии 300м.

Между скважинными питающими электродами круглосуточно пропускаться электрический ток силой 120 А при напряжении 220 В в течение 3 мес.

До эксперимента скважина давала $160 \text{ м}^3/\text{сут}$ жидкости ($4800 \text{ м}^3/\text{сут}$) в том числе $1,4 \text{ т}/\text{сут}$ ($42 \text{ т}/\text{мес}$) нефти при обводненности 99 %. Под действием электрического поля дебит нефти увеличился почти в 12 раз за счет уменьшения обводненности, которая снизилась с 99 до 89 %. После отключения напряжения дебит нефти, равный около $16\text{--}17 \text{ т}/\text{сут}$, ($480\text{т}/\text{мес}$) сохранялся длительное время.

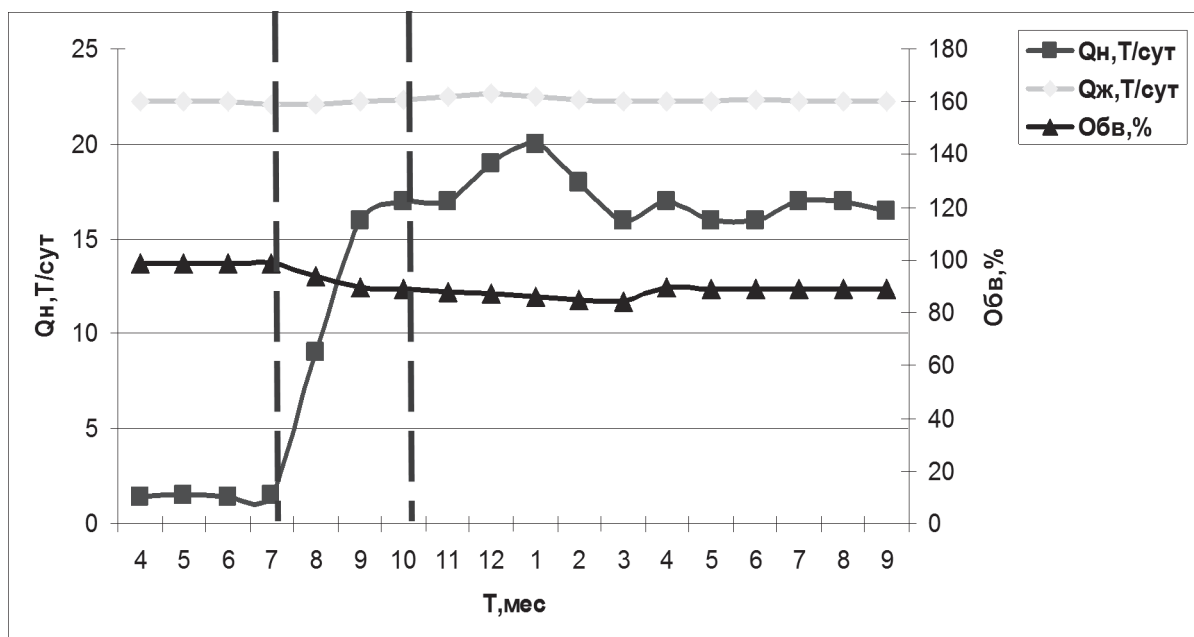


Рисунок 5 – Схема дебитов жидкости, нефти и обводненности

Q_н до и после

Исходя из проведенных ранних исследований, и опыта работы на других месторождениях, можно прогнозировать ожидаемое уменьшение обводненности мин на **15%**, тогда дополнительная добыча на выше приведенных скважинах составит около **2075** тонн за 3 месяца среденесуточный дебит на скважину составит **6,2 т/сут**.

Технология проведения работ технически безопасна, экологически чиста и позволяет использовать необходимые аппаратуру и оборудование отечественного производства.

По системе телеметрии можно контролировать и вести управление воздействием электрического тока по блоку или ячейке на компьютере с предварительной отработкой методики.

Основные экономические показатели.

1. Капитальные затраты, руб. – 5 847 500
 - а) Трансформатор ТМПН-100/3-1250, руб. – 85 000
 - б) ПРС, руб. – 1 744 000
 - в) Кабель КПсПБП-120, руб. – 3 990 000
 - г) Выпрямитель тока, руб. – 21000
 - д) Электроды ЭЛЭР-5К, руб – 7500
2. Дополнительные затраты на электроэнергию, руб/мес. – 30 000
3. Прибыль после проведения обработки
 - а) доход от реализации полученной нефти, руб./3 мес. – 19 945 000
4. Экономический эффект (чистая прибыль), руб./3 мес. – 4 795 000
5. Срок окупаемости капитальных вложений, месяцев – 9

Список литературы

1. Попов Е.А., Селяков В.И.. Изменение проводимости неоднородной среды при пропускании через нее электрического тока. ДАН СССР, т.310, № 3, с.83–86.
2. Ростовский Н.С., Селяков В.И. Изменение дебита скважины при пропускании через нее электрического тока. – М.: ФТПРПИ, 1989, с. 37–43.
3. Селяков В.И., Кадет В.В. Перколяционные модели процессов переноса в микронеоднородных средах. – М.: Недра, 1995, с. 224.

Научный руководитель – Полищук С.Т., ст. преподаватель

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ

Пудинов И.А., Балаев М.Д.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

К настоящему времени большая часть месторождений нефти и газа, залегающих в верхних слоях земной коры, обнаружена, разведана и разрабатывается. Перед геологами и геофизиками выдвигаются более сложные задачи по поискам и оценке их запасов на все больших глубинах. В то же время стоимость проходки буровых скважин продолжает оставаться высокой, поэтому изучение особенностей геологического строения регионов и поиски залежей углеводородов в основном базируются на геолого-геофизической и геохимической информации. Важное значение при этом приобретают геотермические исследования. Дело в том, что нефтегазоносность недр во многом предопределяется геологическими факторами, от которых зависят как закономерности распределения естественного теплового поля, так и пространственное размещение залежей нефти и газа. От температуры недр зависят изменения физикохимических свойств и фазовое состояние газов, нефти и воды в пластовых условиях. Отмеченное находит все большее применение в решении задач повышения степени достоверности научных прогнозов нефтегазоносности структур [1].

Вместе с тем в ряде случаев данные о тепловом поле Земли необходимы для правильного истолкования гравитационных, магнитных аномалий, сейсмической активности, аномалий электрических и других физических полей.

Геотермия является одним из разделов геофизики, в котором рассматриваются тепловые процессы, происходящие в недрах Земли.

Особенности теплового поля недр Земли взаимосвязаны с глубинными тектоническими, литологическими, гидрогеологическими и другими факторами. Геотермические условия оказывают громадное влияние на физическое состояние и свойства горных пород, являются причиной многих процессов

тектонического развития различных участков земной коры, пликативных и дизъюнктивных дислокаций, а также проявлений метаморфизма и магматизма. При этом движущие силы обусловлены главным образом тем, что геологические системы различного термоупругого состояния непрерывно стремятся к своему термодинамическому равновесию [2,3].

Тепло недр является одним из основных факторов, определяющих условия рудогенеза, образования каустобиолитов, в том числе жидких и газообразных углеводородов, способствует их миграции, дифференциации и скоплению в виде месторождений.

Энергия тепла Земли вызывает поднятия и опускания материков, регрессия и трансгрессии морей, землетрясения, извержения вулканов и др.

Основное внимание уделено вопросам изучения теплового режима, развитию и современному состоянию техники регистрации температур в нефтегазовых скважинах, обзору методов лабораторного определения тепловых свойств горных пород.

В последнее десятилетие развитию геотермических исследований нефтегазовых месторождений во многом способствуют работы Г.В. Богомолова, Л.А. Цибули, П.П. Атрощенко и И.И. Полякова.

Геотермические исследования все в больших масштабах начали проводиться в Западной и Восточной Сибири. Здесь Г.Д. Гинсбургом, Ф.Г. Гурари, Ю.Г. Зиминим, Ю.Н. Карогодиным, В.Н. Матвиенко, В.И. Роменко, Б.И. Ставицким, В.И. Славиним, А.М. Цибулько, Э.Э. Фотиади геотермия применяется при изучении вопросов глубинной тектоники, разрывных нарушений фундамента, возраста его консолидации и структур, перспективных в нефтегазоносном отношении.

Решить проблему целенаправленного изучения тепловых свойств горных пород и геотемпературных условий во взаимосвязи с геотектоническими и другими геологофизическими условиями регионов, что необходимо для повышения эффективности применения геотермии при поисках перспективных в нефтегазоносном отношении территорий.

Список литературы

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско – Кайнозойских отложений юго – восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

2. Дучков А.Д., Рычкова К.М., Лебедев В.И., Каменский И.Л., Соколова Л.С. Геотермический метод обнаружения газовых гидратов в донных осадках акваторий // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 7. – С. 920–929.

3. Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Подгорных Л.В., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цибуля Л.А. Геотермия арктических морей / Отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

Научный руководитель – Стадник М.Н., ассистент.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОКОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Рожкова В.В.

Тюменский индустриальный университет

На поздних стадиях разработки месторождений из-за промывки пор высокопроницаемые участки становятся основными путями движения нагнетаемой воды к добывающим скважинам. Для снижения или стабилизации темпов роста обводненности добываемой продукции применяются потокоотклоняющие технологии ПНП.

Объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Западная-Сибирь» в целом имеют ряд характерных особенностей – это литотип терригенный коллекторы, повышенная температура, относительно невысокая минерализация пластовой воды и вязкости нефти, низкие и средние коллекторские свойства. Объект АВ является основным объектом применения потокоотклоняющих технологий ПНП на рассматриваемом месторождении. Необходимость использования именно этих технологий определяется сложным строением пластов, что выражается их макронеоднородностью, изменчивостью ФЕС, слабо поддающейся прогнозу продуктивностью, наличием многочисленных зон замещения и сложным поведением поля ВНК. Также пласты группы АВ характеризуются высокой обводненностью добывающих скважин за счет прорыва воды от нагнетательных скважин.

Среднетемпературный объект АВ1-2 представляет собой послойно-неоднородные коллекторы, разрабатываемые как единый объект, в которых коэффициенты проницаемости отдельных прослоев различаются в несколько раз. Ввиду значительного различия по проницаемости, на объекте применяются различные по вязкости потокоотклоняющие составы: растворы с большей вязкостью применяются для высокопроницаемых участков, а с меньшей вязкостью соответственно для низкопроницаемых.

Большое влияние на вязкость раствора оказывает температура и минерализация пластовой воды. Оба фактора негативно сказываются на вязкости раствора полимера и являются критически важными параметрами для полимерного заводнения, т.к. помимо вязкости существенно воздействуют на термостабильность раствора.

На объекте АВ в качестве потокоотклоняющих технологий ПНП применяют гелеобразующие (ГОС), осадко-гелеобразующие (ГОС-1АС) и эмульсионно-суспензионные составы (ЭСС).

ГОС – системы на основе полиакриламида, ацетата хрома, ПАВ с увеличенной концентрацией полимера и сшивателя. Применение технологии основано на способности составов проникать вглубь пласта на значительные расстояния и эффективно регулировать распределение потоков в пластах.

ГОС-1АС – гелеобразующие системы на основе полиакриламида, ацетата хрома, ПАВ и наполнителя, который дозируется в гелидисперсную

систему, армированную наполнителем. В качестве наполнителя используется древесная мука и мел, что делает систему более «жесткой» и применимой на скважинах с высокой приемистостью.

ЭСС – состав включает эмульсию «вода+нефть+ПАВ+CaCl» и наполнитель (древесный мел, мука).

В результате применения наполнителей в технологиях ФХ МУН (ГОС-1АС, ЭСС и др.) образуется объемный гидроэкрэн – гелевая структура с высокими фильтрационными сопротивлениями в обводненных зонах, перераспределение фильтрационных потоков в процессе разработки месторождений. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», промышленное применение получили химически активированные наполнители, которые закачиваются в чистом виде при разведении технической водой, без добавления полимеров, активаторов, стабилизаторов или регуляторов.

На объекте АВ рассматриваемого месторождения за период 2014–2015 гг. проведено 113 обработок потокоотклоняющими составами. Суммарная дополнительная добыча нефти, с учетом прогнозного переходящего эффекта от обработок 2015 года – 26,338 тыс. т, средняя удельная эффективность – 462 т/скв-операций. Результаты применения методов ПНП по технологиям за период 2014-2015 гг. представлены в таблице 1 и на рисунке 1.

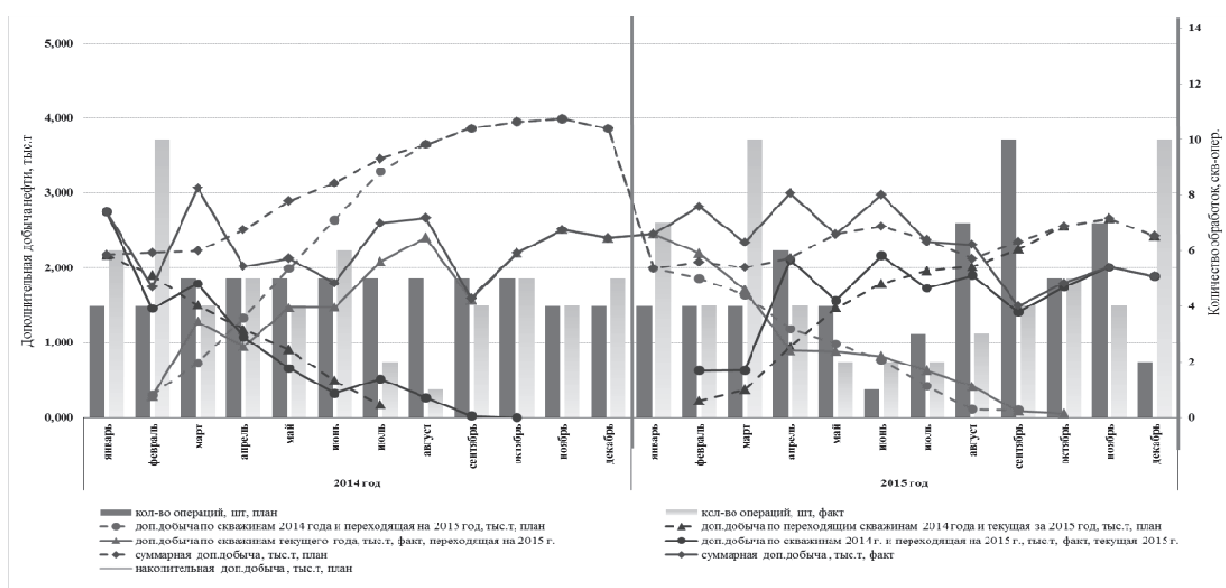


Рисунок 1 – Сравнение ежемесячных проектных и фактических показателей ФХ МУН за 2014–2015 гг

В результате применения потокоотклоняющих технологий наблюдается эффект сокращения обводненности скважин в большинстве случаев, поэтому данные технологии будут широко применяться и в дальнейшем ввиду простоты и низких затрат на их реализацию. Тем не менее, не следует считать их кардинальным средством для воздействия на весь объем пласта и существенного увеличения охвата пласта.

Результаты применения методов ПНП по технологиям
за период 2014–2015 гг

Технологии	Кол-во обработок за год, ед.		Дополнительная добыча нефти, тыс. т				Удельный эффект, т/скв-опер.			
	2014	2015	2014 год		2015 год		2014 г.		2015 г.	
			Текущий эффект, тыс. т. (на 01.01.2015 г.)	Суммарный эффект от обработок (с учетом переход. эффекта на 2015г.) 2014 г., тыс.т	Текущий эффект, тыс. т (на 01.01.2016 г.)	Суммарный эффект от обработок (с учетом переход. эффекта на 2016г.) 2015 г., тыс.т	Текущий эффект на 01.01.2015 г.	С учетом переход. эффекта на 01.01.2016 г.	Текущий эффект на 01.01.2016 г.	С учетом переход. эффекта на 01.01.2017 г.
ГОС	30	8	10,8	17,7	1,97	2,232	373	590	247	279
ГОС-1АС	20	29	7,38	9,012	10,2	15,576	388	451	488	537
ЭС, ЭСС	6	20	0,40	1,96	5,52	8,53	134	327	307	427
Итого	56	57	18,6	28,67	17,7	26,338	365	512	377	462

Для снижения риска неуспешных обработок и повышения эффективности обработок ПНП и ИДН рекомендуется дальнейшее использование рассмотренных составов, а также апробация новых технологий.

Список литературы

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
2. Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / И.А. Швецов, В.Н. Маньрин. – Самара: Российское Представительство Акционерной Компании «Ойл Технологии Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 392 с.

Научный руководитель – Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор

О РЕАЛИЗАЦИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Сапрыкин А.В.

Тюменский индустриальный университет

Одним из направлений развития компании ПАО «Газпромнефть» является ее стремление к повышению качества разработки нефтяных месторождений. Интенсивная выработка основных месторождений Западной Си-

бири путем активного заводнения нефтяных пластов, характеризующейся послонной и зональной неоднородностью, привело к расчленению разрабатываемых месторождений на отдельные участки, линзы и зоны низкой фильтруемости с повышенными остаточными запасами.

Основная задача, была в изучении на Суторминском месторождения возможности подключения к дренированию остаточных извлекаемых запасов, сосредоточенных в застойных зонах, не охваченных процессом заводнения, путем оптимизации системы ППД.

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 аренидами. 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.

По результатам проведенных исследований сопоставили для каждого из пластов значения остаточной нефтенасыщенности с начальной нефтенасыщенностью и проницаемостью, подвижной нефти с начальной и остаточной нефтенасыщенностью. Удовлетворительная достоверность корреляции получена только для зависимости подвижной нефти от начальной нефтенасыщенности. Основываясь на этих зависимостях и с учетом начальной средней нефтенасыщенности, обоснованной при подсчете запасов, были рассчитаны коэффициенты вытеснения нефти для пластов, по которым проведены исследования.

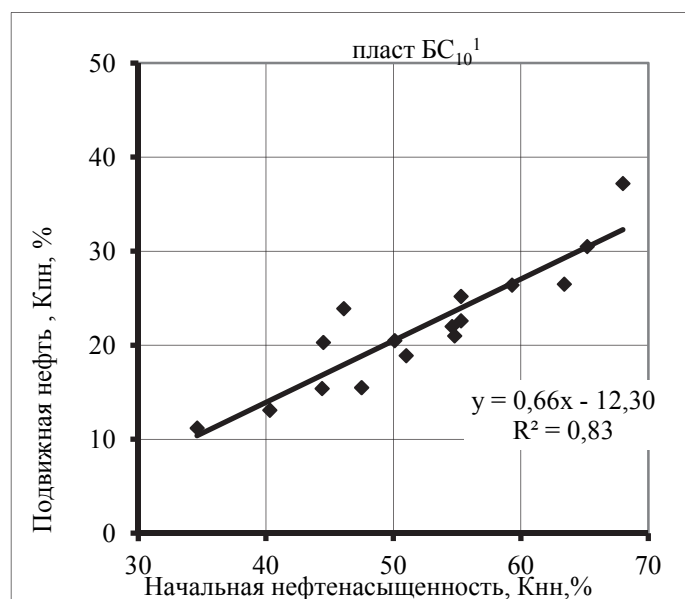


Рисунок 1 – Исследования подвижность нефти

Исследование подвижности нефти

Пасты	К _{нн} , д.е.	Подвижная нефть, %	К _{выт}	К _{выт} поср. кривой	Порист.	онн, д.е.
БС10 ¹	0,548	23,9	0,435	0,421	17,5	0,309

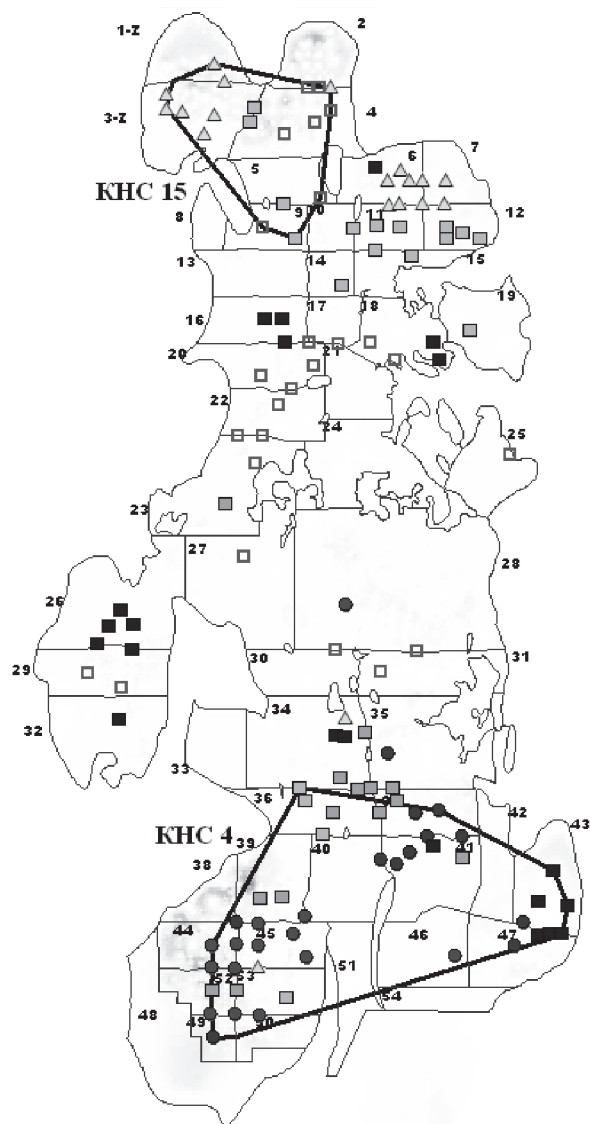


Рисунок 2 – Карта остаточных подвижных запасов

Из представленной карты, основная часть подвижных углеводородов находится в южной и северо-западной части Суторминского месторождения скопившихся в зонах плохо охваченных заводнением. Для обеспечения максимального извлечения запасов и уменьшения количества попутно добываемой воды на рассматриваемом участке совместно с руководством НГДУ было принято решение об организации нестационарного заводнения и расчетом предлагаемых вариантов с использованием гидродинамического моделирования. Циклическая закачка приводит к возникновению перепадов давления между низко и высокопроницаемыми пластами. В заводненных зонах давление падает быстрее чем в нефтенасыщенных малопроницаемых слоях.

Список литературы

1. Васильев В.В., Тонков Л.Е. Оценка применимости циклического заводнения на поздней стадии разработки нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2004. №12. – С. 36–38.

2. Современное состояние технологий нестационарного (циклического) заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования / Н.Г. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов, М.З. Тазиев и др. М.: ВНИИОЭНГ. – 2000. – 111 с.

3. Проект разработки Суторминского+Северо-Карамовского нефтегазоконденсатного и Западно-Суторминского нефтяного месторождения протокол ГКЗ № 2070 от 27.11.2012 г.

Научный руководитель – Фоминых О.В., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Севастьянов Е.А., Шура А.С.
Тюменский индустриальный университет

Аннотация

Основными проблемами на Медвежьем месторождении, находящемся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добычных возможностей пласта и продуктивностей скважин; обводнение залежи и интенсивные водо – и пескопроявления в системах добычи; физический и моральный износ промыслового оборудования, требующий регулярного обновления и реконструкции. Сезонные изменения в добыче газа также отрицательно сказываются на работе скважин, вынужденно простаивающих часть времени. Несоответствие годовой и накопленной добычи газа по отношению к проектным величинам связано, как с кризисными явлениями в экономике, так и с отставанием сроков проведения реконструкции и технического перевооружения объектов газодобычи. Для решения проблем доразработки сеноманской газовой залежи необходимо предусмотреть комплекс мероприятий, позволяющий повысить технико-экономическую эффективность разработки Медвежьего месторождения.

Ключевые слова

УКПГ Установка комплексной подготовки газа
(Installation of complex gas)

ДКС Дожимная компрессорная станция (Booster station)

ГП Газовый промысел (Gas field)

За сорокалетний период с 1971 по 2010 гг. было выполнено десять проектных документов по разработке сеноманской газовой залежи. Разработка месторождения началась в соответствии с проектом, выполненным в 1971 г. На данный момент на Медвежьем месторождении происходит реконструкция оборудования. Она позволит продлить эксплуатацию месторождения еще до 2030 года.

С 2007 г., началась модернизация вспомогательного оборудования, с 2010 г – обновлению газосборной сети и системы осушки газа. В 2013 году усовершенствованы ДКС. Основными проблемами на Медвежьем месторождении, находящемся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добывных возможностей пласта и продуктивностей скважин; обводнение залежи и интенсивные водо- и пескопроявления в системах добычи; физический и моральный износ промышленного оборудования, требующий регулярного обновления и реконструкции. Сезонные изменения в добыче газа также отрицательно сказываются на работе скважин, вынужденно простаивающих часть времени. По состоянию на первое июля 2010 года общий фонд скважин на месторождении составляет – 488, в том числе действующих – 319 скважин; в бездействии – 32 скважин; в ожидании капитального ремонта – 12 скважин; в капитальном ремонте – 1 скважина; во временной консервации – 23 скважины; наблюдательный фонд – 99 скважин.

На месторождении работает 96 кустов газовых скважин: ГП-1 – 9 кустов, ГП-2 – 3 куста, ГП-3 – 1 куст, ГП-4 – 9 кустов, ГП-5 – 10 кустов, ГП-6 – 7 кустов, ГП-7 – 13 кустов, ГП-8 – 15 кустов, ГП-9 – 29 кустов. Фактические дебиты скважин изменяются от 8 (скважина № 921) до 222 тыс. м³/сут (скважина № 1029). Средняя величина составляет 106 тыс. м³/сут, при этом проектное значение составляет 150 тыс. м³/сут. Основная часть фонда (43 ед. или 56,6 %) эксплуатируется с дебитом от 100 до 300 тыс. м³/сут.

Депрессия на пласт в действующих эксплуатационных скважинах изменяется от 0,004 МПа при дебите 122 тыс. м³/сут (скважина № 1004) до 0,37 МПа при дебите 115 тыс. м³/сут (скважина № 1050). Средняя величина составляет 0,16 МПа при проектном значении 0,22 МПа. Величина скорости в НКТ по скважинам изменяется от 1,12 м/с (скважина № 1032) до 16,3 м/с (скважина № 1063). Среднее значение скорости газового потока в НКТ составляет 5,5 м/с. Для большинства скважин фонда (56 % или 42 ед.) значения скорости менее 5 м/с, т.е. вынос конденсационной воды и песчано-глинистого материала с забоя не обеспечивается. 34,7 % фонда скважин (26 ед.) эксплуатируются со скоростями потока от 5 до 10 м/с, и 7 скважин – свыше 10 м/с.

Среднее значение потерь давления по стволу составляет 0,17 МПа. Потери до 0,1 МПа характерны для восьми скважин. Большая часть фонда – 67,1 % (53 ед.) работает с потерями от 0,1 до 0,2 МПа. Для 13 скважин потери находятся в пределах 0,2–0,3 МПа, свыше 0,3 МПа потери наблюдаются лишь у пяти скважин.

Средняя величина скорости газа в призабойной зоне скважин по состоянию на 01.07.2010 г. составляет 2,04 м/с. 99 % фонда скважин УКПГ-9 (76 ед.) эксплуатируется при скорости потока менее 5 м/с, что соответствует условиям сохранения целостности коллектора. Разрушение слабосцементированных коллекторов и вынос частиц пород на забой, вероятно в скважине № 928.

После завершения первого этапа эксплуатационного разбуривания, ввода в эксплуатацию всех УКПГ и выходом на проектный уровень годовых отборов фактическое пластовое давление до 1996 г. превышало прогнозные значения максимально на 0,3–0,5 МПа. Данное обстоятельство обусловлено несоответствием начальных запасов газа, используемых в проектных расчетах в различные периоды эксплуатации (от 1548 до 2134 млрд. м³) и их реальных величин, установленных по результатам всего периода разработки в объеме 2167–2198 млрд. м³.

Начиная с 1996 г. на месторождении наметилась тенденция уменьшения фактических пластовых давлений относительно проектных от 0,1 до 0,3 МПа. На 01.07.2010 пластовое давление в зоне отбора составляет 1,82 МПа и ниже проектного 1,85 МПа на 0,03 МПа или на 1,6 %.

Характер изменения устьевых давлений отражает особенности эксплуатации скважин в различные периоды разработки. В период разбуривания и выхода на проектные уровни годовых отборов скважины эксплуатировались с повышенными до 1500–1770 тыс. м³/сут дебитами, соответственно устьевые давления были ниже проектных от 0,7 до 1,0 МПа. С переходом на эксплуатацию скважин с дебитами близкими к проектным устьевые давления до 2000 г. оставались выше расчетных значений на 0,01–0,33 МПа. На заключительном этапе разработки, начиная с 2001 г., в связи с нарастающим присутствием в продукции пластовой и конденсационной воды и увеличенными по этой причине потерями пластовой энергии в лифтовых колоннах, устьевые давления на месторождении оставались ниже проектных. На 01.07.2010 г. фактическое устьевое давление равнялось 1,40 МПа, что на 1,4 % выше проектного значения (1,38 МПа), минимальное устьевое значение равно 1,16 МПа, а максимальное 1,78 МПа.

Выводы и рекомендации:

- разработка сеноманской газовой залежи, находящейся на заключительной стадии эксплуатации, в целом ведется в соответствии с действующим проектным документом (2005);
- несоответствие годовой и накопленной добычи газа по отношению к проектным величинам связано, как с кризисными явлениями в экономике, так и с отставанием сроков проведения реконструкции и технического перевооружения объектов газодобычи;
- естественное снижение энергетического потенциала пласта, обводнение залежи и скважин, физический и моральный износ промышленного оборудования, являются ограничивающими факторами, влияющими на эффективность разработки сеноманской газовой залежи;

- объем фактических капитальных вложений ниже проектных на 54 %, что объясняется невыполнением проектных решений по реконструкции и техпереворужению промышленного оборудования;
- для решения проблем доработки сеноманской газовой залежи необходимо предусмотреть комплекс мероприятий, позволяющий повысить технико-экономическую эффективность разработки месторождения (зарезка боковых стволов для увеличения зоны дренирования, проведение капитальных ремонтов скважин с целью водоизоляции и креплению ПЗП, ликвидация скважин, оснащение скважин плунжерным лифтом, технологией концентрического лифта, газлифтом и другие методы интенсификации работы скважин).

Список литературы

1. Проект разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения. ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень 2010 г.
2. Клещенко И.И., Кустышев А.В., Телков А.П. Геология нефтяных и газовых месторождений Сибири. – М.: Недра, 2003.
3. Бабич Д.Г., Коломиец В.С., Патлосов А.А. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 2006.
4. Кащенко В.В., Резник О.В., Титов В.А. Газогидродинамические исследования газовых скважин. – М.: Недра, 2004.
5. Газовые промыслы Медвежьего НГКМ. Реконструкция и техпереворужение. 2-ая очередь строительства (разработан ООО «ЮжНИИгипрогаз», 2009 г.)

Научный руководитель – Забоева М.И., канд. техн. наук, доцент

ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ВЕРТИКАЛЬНОЙ И ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНАХ РОМАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Солиев Н.Н.

Тюменский индустриальный университет

Романовское месторождение имеет достаточный опыт проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, повышению нефтеотдачи пластов и восстановлению продуктивности скважин.

Всего за период, прошедший с начала разработки, было проведено 425 мероприятий по технологии интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи

Самым эффективным геолого-техническим мероприятием (ГТМ) является гидравлический разрыв пласта (ГРП), который способствует более эффективной разработке месторождений и более полной выработке запа-

сов и недр. Из всех существующих способов обработки низко проницаемых пластов наибольший эффект достигается при использовании гидравлического разрыва пласта. ГРП повышает производительность скважины и одновременно ускоряет отбор нефти, увеличивает нефтеотдачу пласта.

Процесс ГРП состоит из ряда самостоятельных последовательных операций:

- 1) закачивание в пласт жидкости разрыва для создания трещины;
- 2) закачивание жидкости песконосителя с песком или другим наполнителем, предназначенным для закрепления образовавшейся трещины, т.е. для предупреждения ее смыкания и сохранения в открытом состоянии после снижения давления;
- 3) закачивание продавочной жидкости для продавливания песка в трещину.

На залежах 1 и 2 пласта БС₁₀²⁻¹ месторождений ГРП проводился как при вводе скважин в эксплуатацию, так и уже в процессе их работы. Ширина залежи изменяется от 3,5 до 10 км, длина по простиранию достигает 53 км. Покрышкой для пласта служит достаточно выдержанная по площади толща глин чеускинской пачки толщиной от 26–40 м.

Общая толщина пласта по площади сокращается к югу и северу соответственно, до 15–21 м и до 11–14 м, а эффективная до 6–13 м и 7–9 м.

В целом по пласту БС₁₀²⁻¹ песчаники характеризуются следующими средними значениями ФЕС:

- коэффициент пористости по ГИС составляет 0.18–0.17 д.ед., по керну – 0.18 д.ед.
- коэффициент проницаемости по ГИС – 23,2 мД, среднее значение по керну составляет 14,4 мД.

Среднее значение нефтенасыщенности по ГИС по залежам пласта БС₁₀²⁻¹ меняется от 70% до 48%. Коэффициент песчанистости по пласту составляет 0,74 д.ед., расчлененность пласта – 4,9 д. ед.

Всего выполнено 70 операций на первой залежи и 24 операции на залежи 2 как в скважинах чисто нефтяной зоны, так и в скважинах, относящихся к водонефтяной зоне. Так же следует отметить, что гидроразрыв был выполнен в 8 горизонтальных скважинах.

В среднем на одну операцию закачено 52,8 тонн проппанта (от 5,3 до 120,6 тонн).

Полудлина и раскрытие трещины варьировалось в пределах от 19 до 577 м и от 1,3 до 18 мм соответственно. На пласте БС₁₀²⁻¹ средняя полудлина трещины равна 91 м, раскрытость – 7,5 мм.

ГРП на вертикальных скважинах

Средний дебит нефти и жидкости до ГРП по группе вертикальных скважин составлял 28,4 и 33,7 т/сут соответственно при обводненности 15,7 %. После ГРП дебиты увеличились в 2,6 и 3,1 раза до 67,9 и 90,6 т/сут соответственно, обводненность при этом выросла до 27,7 %.

Таким образом, несмотря на увеличение обводненности, мероприятия по ГРП являются эффективными в вертикальных скважинах Романовского месторождения, дополнительная добыча нефти составляет 65,3 тыс. т/скв, при этом доля от накопленной добычи нефти в среднем достигает 45 %. [1]

Из 15 скважин в трех (№ 1006, 1061, 1022) проведение ГРП не дало положительных результатов.

Скважина 1006 пробурена вблизи зоны глинизации и характеризуется низкими отборами и накопленной добычей нефти. Незадолго до проведения ГРП была осуществлена оптимизация насосного оборудования, что привело сначала к многократному увеличению отборов, а затем к резкому падению дебитов нефти и жидкости, операция ГРП не смогла кардинально изменить ситуацию и стабилизировать уровни отбора.

После проведенного ГРП в скважинах 1061 и 1022 наряду с ростом дебита жидкости резко увеличилась обводненность, что может свидетельствовать о прорыве фронта воды из рядом стоящих нагнетательных скважин благодаря созданным трещинам [2].

В то время как средняя входная обводненность по скважинам в ВНЗ достигает почти 50 %. Накопленные показатели по скважинам в ЧНЗ также лучше, чем по скважинам в ВНЗ. При сопоставимых эффективных нефтенасыщенных толщинах средняя накопленная добыча нефти на скважину в ЧНЗ равна 50 тыс.т/скв., в ВНЗ – 34 тыс.т/скв. При этом осредненный накопленный ВНФ в ЧНЗ составляет 1, что почти в 2 раза ниже, чем по скважинам в ВНЗ.

Последний критерий сравнения эффективности ГРП в различных зонах насыщения показывает удельную накопленную добычу нефти на метр эффективной мощности пласта, отнесенную к времени работы скважины. Данный параметр позволяет корректно сравнивать скважины пробуренные в разных толщинах и проработавших разное количество лет. Удельная добыча нефти в ЧНЗ на 24 % больше, чем в ВНЗ и составляет 150,7 т/(м*мес).

Приведенная на дату ГРП динамика показателей работы скважин представлена на рисунке 1.

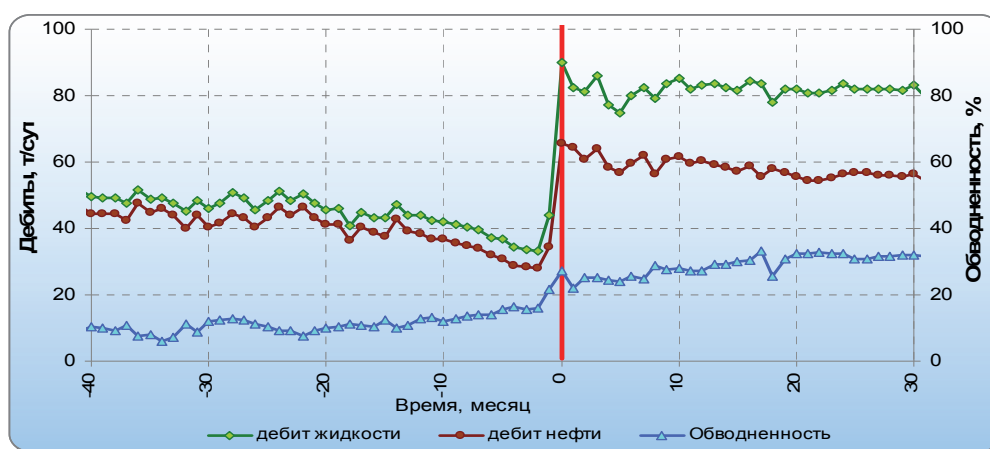


Рисунок 1 – Средние показатели работы вертикальных скважин, приведенные на дату ГРП

ГРП на горизонтальных скважинах

Работа горизонтальных скважин до ГРП характеризуется существенно большей продуктивностью, чем вертикальных. Средние дебит нефти и жидкости до ГРП равны соответственно 96 и 104 т/сут. После ГРП данные показатели увеличились до 173 и 276 т/сут.

Приведенная на дату ГРП динамика показателей работы скважин представлена рисунке 2.

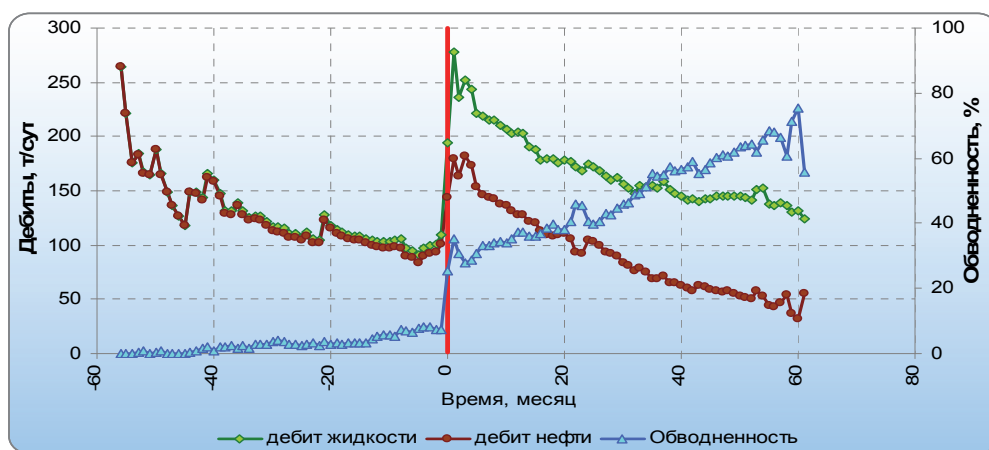


Рисунок 2 – Средние показатели работы горизонтальных скважин, приведенные на дату ГРП

ГРП в горизонтальных скважинах также является эффективным мероприятием в качестве интенсификации добычи нефти. Средняя дополнительная добыча нефти на скважину выше, чем в вертикальных, и составляет 71 тыс. т, доля в накопленной добыче – 25 %. Из 8 горизонтальных скважин только в одной (№ 1080Г) не было получено эффекта от ГРП, вследствие прорыва нагнетаемой воды в скважину. Успешность ГРП в горизонтальных скважинах составила 88 %. Проведение гидроразрыва в скважинах водонефтяной зоны не приводит к существенному росту обводненности, очевидно, это связано со значительной мощностью пласта и высокой расчлененностью – трещина не достигает водонасыщенных пропластков.

Удельные извлекаемые запасы в горизонтальных скважинах, не стимулированных гидроразрывом, составляют около 30 тыс. т./метр, а после проведения стимуляции их величина возрастает до 42 тыс.т./метр. Это обстоятельство позволяет рекомендовать проведение гидроразрыва на горизонтальных скважинах, как в водонефтяной, так и в чисто нефтяной зоне.

Как видно из представленных результатов анализа, извлекаемые запасы на скважину без ГРП составляют 244,7 тыс. т, или 30 тыс. тонн на метр нефтенасыщенной толщины. После проведения ГРП эта величина увеличивается до 513,8 тыс.т. на скважину, или 42 тыс.т на метр нефтенасыщенной толщины. Это говорит об эффективности стимуляции горизонтальных стволов гидроразрывом. Следует отметить, что проведение гидроразрыва в

скважинах расположенных в водонефтяной зоне, не привело к существенному увеличению водонефтяного фактора – он составляет 0,5 тонн воды на тонну добытой нефти.

Трещины при ГРП в горизонтальных скважинах будут развиваться перпендикулярно направлению минимального напряжения, следовательно, перпендикулярно горизонтальному стволу скважины. Направление развития трещины: северо-запад – юго-восток.

Таким образом, рекомендуется в дальнейшем использовать гидроразрыв пласта (ГРП) на горизонтальных и вертикальных скважинах. Так как он в дальнейшем будет являться экономически целесообразным и эффективным мероприятием в качестве интенсификации добычи нефти на Романовском месторождении.

Список литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки Романовского месторождения. ОАО «Газпромнефть», 2014 г.

2. ОАО «филиал Муравленковскнефть» Газпромнефть – ННГ Дело скважины по пласту БС₁₀²⁻¹.

3. Проект пробной эксплуатации пилотного участка Романовского месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, г. Ноябрьск, 2000 г.

4. Дополнительная записка к проекту пробной эксплуатации пилотного участка Романовского месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, г. Ноябрьск, 2000 г.

5. Проект пробной эксплуатации пилотного участка Романовского месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, г. Ноябрьск, 2000 г.

6. Дополнительная записка к проекту пробной эксплуатации пилотного участка Романовского месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, г. Ноябрьск, 2000 г.

Научный руководитель – Апасов Г.Т., к.т.н., доцент

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ВОДОИЗОЛЯЦИИ

Тишкин Е.А., Сироткина В.И.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации до 2030 года одной из основных проблем развития нефтегазового комплекса является нерациональное недропользование [1].

Для достижения стратегических целей развития отрасли необходима разработка и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи.

Актуальной проблемой является и высокая обводненность продукции, которая увеличивает стоимость добычи и приводит к коррозии трубопроводов и аппаратуры.

На сегодняшний день эффективность извлечения не за счет существующих методов разработки считается неудовлетворительной во всех нефтедобывающих странах.

Основной способ добычи нефти заключается в вытеснении нефти водой. В результате применения заводнения в пласте формируется два типа остаточной нефти.

Первый тип остаточной нефти образуется в промытых водой зонах нефтяного пласта и содержит большее количество тяжелых компонентов (смола, асфальтенов), чем исходная нефть [2, с. 23]. Положение флюидов в поровом пространстве определяется смачиваемостью породы. В гидрофильной породе вода смачивает поверхность коллектора, тогда как остаточная нефть вытесняется во внутреннюю часть пор и представляет собой отдельные ганглии (капельки), заблокированные в порах пласта.

В гидрофобной породе смачивающей жидкостью является нефть, и остаточная нефть содержится в виде пленки на поверхности. Причинами образования остаточной нефти первого типа являются высокое межфазное натяжение на границе раздела вода-нефть-порода и огромная суммарная поверхность контакта нефти с породой [2, с. 25]. Капиллярно-удержанная и пленочная нефть составляет порядка 30% от всей остаточной нефти.

Второй тип остаточной нефти мало отличается от исходной нефти месторождения, так как образуется в результате неполного вытеснения нефти из неоднородного коллектора.

Причинами формирования остаточной нефти второго типа являются неоднородное строение породы-коллектора (наличие зон с различной проницаемостью), а также различные скорости фильтрации вытесняемого и вытесняющего флюидов [3, с. 103].

К остаточной нефти второго типа относится: нефть, остающаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой (27%); нефть в застойных зонах однородных пластов (19%); нефть, остающаяся линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами (24%).

Таким образом, остаточная нефть второго типа является основным резервом при увеличении охвата пласта заводнением.

В России наиболее развитыми являются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

К основным физико-химическим МУН относятся технологии, основанные на закачке растворов ПАВ, щелочей, полимердисперсных систем, геле- и осадкообразующих реагентов и полимерных растворов. В нашей стране технологии полимерного воздействия находят достаточно широкое приме-

нение. В полимерном заводнении широко применяется множество полимерных реагентов, таких как биополимеры «Ксантан» и «Продукт БП-92», гидролизованный полиакрилонитрил «Гипан», полиэтиленоксиды, полимеры на основе метакриловой кислоты [4, с. 336]. Однако технологии на основе полиакриламида (ПАА) являются наиболее широко применяемыми.

Существует несколько основных способов применения полимеров в технологиях увеличения нефтеотдачи:

1. В качестве агентов, уменьшающих отношение подвижностей воды и нефти (полимерное заводнение).

2. В качестве сшитых полимерных систем, которые могут сшиваться как в пласте на глубине, так и при обработке призабойных зон с целью блокирования зон высокой проницаемости.

Полимерное заводнение рекомендовано только на ранней стадии разработки месторождения. Чем выше обводненность извлекаемой нефти, тем менее эффективным оказался процесс полимерного заводнения по результатам лабораторных и промысловых испытаний.

По оценке специалистов, применение полимерных составов для обработки призабойной зоны с целью выравнивания профиля приемистости является более эффективной технологией, чем создание большеобъемных оторочек, захватывающих удаленные зоны пласта.

Усложнение условий добычи нефти предъявляет более высокие требования к применяемым полимерным реагентам и обуславливает необходимость разработки новых подходов к их созданию.

В связи с огромными запасами нефти в низкопроницаемых коллекторах, доля которых в общем балансе российских запасов составляет до 40% [5, с. 76], добыча углеводородов из них представляет особый интерес.

С учетом того, что коэффициент извлечения нефти из низкопроницаемых коллекторов существенно ниже, чем из средне- и высокопроницаемых, огромный интерес представляют наноструктурированные реагенты, обладающие уникальной проникающей способностью.

Быстрый и успешный рост технологий на основе наночастиц практически не отразился на нефтедобывающей промышленности России, тогда как существующие методы синтеза наноматериалов на различной основе имеют конкурентные преимущества перед синтезом существующих реагентов.

Способность наночастиц проникать в мельчайшие поры нефтенасыщенных коллекторов позволит вовлечь в разработку огромные запасы нефти, добыча которых с применением ныне существующих технологий не представляется возможной.

Экспериментальные исследования показали, что выбор полимерных систем на основе наночастиц позволяет повысить КИН в низкопроницаемых коллекторах на 0,2–0,25.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России период до 2030 года. URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/energostategy>.
2. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом // Бурение и нефть. – 2011. – №2. С. 22–26.
3. Демахин С.А. Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во госУНЦ «Колледж», 2003. –164 с.
4. Алтунина Л.К. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи. – 2001. – №9. – С. 331–344.
5. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: изд-во ТПУ, 2006, – 166 с.

Научный руководитель – Бондаровская Л.В. канд. пед. наук

РАДИАЛЬНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТА: АНАЛИЗ МЕХАНИЗМА ВЫТАЛКИВАЮЩЕЙ (РАЗРУШАЮЩЕЙ) СИЛЫ, ВЫЯВЛЕНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ И НЕДОСТАТКОВ

Фёдоров А.Д.

Санкт-Петербургский горный университет

Сырьевая база углеводородов стран всего мира, в том числе и России, была, есть и продолжает оставаться важным потенциалом для их технического прогресса и экономического развития в целом. Если сохранить достигнутый темп добычи нефти в мире, равный порядка 5,0 млрд. тонн в год, то становится совершенно очевидной сравнительно быстрая их исчерпаемость в обозримом будущем.

Сохранение темпов добычи углеводородов связано с совершенствованием технологических процессов разработки месторождений, обеспечивающих увеличение степени выработки запасов и, таким образом, наращивание извлекаемых запасов нефти на разрабатываемых месторождениях. Нефтегазовые компании стремятся сохранить текущие уровни добычи нефти введение в разработку трудноизвлекаемых запасов и запасов, ранее не охваченных воздействием. В этой связи получают применение различные технологии повышения нефтеотдачи пластов [1].

В качестве одного из хорошо зарекомендовавших методов интенсификации притока является радиальное вскрытие пласта. Целью данной технологий является вскрытие пласта боковыми стволами малого диаметра, имеющих свое начало в непосредственной близости от интервала перфо-

рации и протяженностью от нескольких метров до сотни метров. Основная цель метода заключается в расширении и оптимизации дренажной зоны в продуктивных пластах, увеличении проницаемости, для формирования необходимых направлений каналов нагнетания.

Радиальное вскрытие пласта, в котором используется энергия струи под высоким давлением, направлено на бурение многочисленных радиальных боковых стволов в одном или нескольких продуктивных пластах. Радиальное вскрытие – эффективный метод для эксплуатации низкопроницаемых, неглубоких, низкодебитных коллекторах, и месторождениях, эксплуатация которых нерентабельна с использованием других методов интенсификации притока.

Метод радиального бурения заключается в бурении нескольких горизонтальных скважин диаметром 25-50 мм и длиной до 100 метров на определенной глубине гидромониторной (струйной) насадкой, спускаемой на гибких насосно-компрессорных трубах. Эффективно использовать в малопроницаемых пластах, а также в пластах с тяжелой нефтью. Данная технология подходит как для интенсификации притока работающих скважин, так и для бездействующих скважин при гораздо меньшей стоимости по сравнению с другими методами интенсификации [3].

Принцип работы технологии основан на гидромониторном разрушении горных пород. До начала радиального вскрытия бригада КРС осуществляет подготовку скважины. Для этого извлекается подземное оборудование. В очищенную от парафина и других отложений скважину в интервал продуктивного пласта на НКТ спускается отклоняющий башмак, имеющий специальный канал для прохождения инструмента (фрезы) и рукава с гидромониторной насадкой [3].

Затем собирается компоновка для фрезерования окна в колонне. С помощью фрезы, спускаемой в скважину на гибкой трубе и приводимой в движение винтовым забойным двигателем (с частотой вращения не менее 100 об/мин), осуществляется фрезерование отверстия в эксплуатационной колонне [1].

Наиболее перспективными направлениями применения радиального вскрытия являются глубокое вскрытие карбонатных и терригенных пластов большим количеством каналов, в том числе и в призабойной зоне пласта, вскрытие нагнетательных скважин с терригенными пластами, загрязненных сточными водами.

Механизм выталкивающей (разрушающей) силы при радиальном вскрытии пласта

Основной разрушающий механизм – это использование ряда сопел гидромониторной (струйной) насадки. Из каждого отверстия насадки выпускается жидкость с абразивными частицами, проходящими через отверстия с очень высокими скоростями на выходе – около 305 м/с, и создающими давление в 70 МПа. Эти струи высокого давления «прорезают» пласт с ис-

пользованием различного механизма проникновения, включающие поверхностную эрозию, разрушение, вызванное упругостью пор, и кавитацию. Из-за распределения отверстий в гидромониторной насадке, достаточно силы, чтобы позволить насадке «скользнуть» в горизонтальный ствол, создаваемую струями воды [3, 4].

Есть четыре силы, воздействующие на струйную насадку и гибкий шланг: $F_{стат}$ – постоянное давление рабочей жидкости на переднюю поверхность насадки, N; $F_{тр.деф}$ – сила трения между стволом скважины и дефлектором, N; $F_{тр.шл}$ – сила трения между стволом скважины и гибким шлангом, N и выталкивающая сила $F_{тяги}$, создаваемая выталкивающей струей из отверстий и воздействующей на породы, N. Тогда тяговое усилие вдоль оси x может быть записано как:

$$F_{тяги} = F_{выт} - F_{тр.шл} - F_{тр.деф} - F_{стат} \quad (1)$$

Сила $F_{тр.деф}$ является незначительной по сравнению с другими силами, и поэтому ею пренебрегаем. Это уменьшает приведенное выше уравнение до:

$$F_{тяги} = F_{выт} - F_{тр} - F_{стат} \quad (2)$$

Остальные силы определяются следующим образом:

$$F_{выт} = \rho v_{шл} S_{шл} - \sum \rho v_{кон} \cos \varphi_{кон} S_{кон} \quad (3)$$

$$F_{стат} = \frac{\pi}{4} P_{ср} d_{НКТ}^2 \quad (4)$$

$$F_{шл} = f_{тр} \rho_{шл} g l_{шл} \quad (5)$$

Пока тяговое усилие положительное, боковой ствол может увеличиваться по длине. Это продолжается до тех пор, пока силы трения не возрастут на определенной длине ствола, $l_{шл}$, что, в итоге приводит к нулевому значению тягового усилия. С этого момента боковой ствол не может увеличиваться по длине, следовательно, ствол достиг своей максимальной длины.

Предел длины ствола может быть рассчитан по приведенному ниже уравнению:

$$l_{lim} = \frac{F_{выт} - F_{стат}}{f_{тр} \rho_{шл} g} \quad (6)$$

Преимущества радиального вскрытия пласта

Согласно многочисленных исследований, метод радиального вскрытия имеет ряд экономических и технических преимуществ, таких как [2, 3, 4]:

1. Повышение уровня добычи и увеличение извлекаемых запасов из малодебитных скважин;

2. Увеличение темпа закачки воды в нагнетательных скважинах;
3. Позволяет проводить направленную обработку скважин, например, кислотой, паром, CO_2 и т.д.;
4. Превосходит традиционные методы повышения нефтеотдачи при меньших затратах, меньшем времени проведения операции;
5. Улучшение и расширение площади воздействия в продуктивных пластах;
6. Радиальное вскрытие значительно превышает обычную глубину проникновения перфорации, и может достигать более удаленных зон за пределами поврежденного участка ствола скважины;
7. Метод наиболее эффективен на старых, малодебитных скважинах;
8. Боковые стволы могут быть проделаны через НКТ, исключая необходимость ее подъема;
9. Боковой ствол может достигать длины 100 метров и диаметра в 25–50 мм, в 16 разных направлениях;
10. Нет необходимости в больших дорогих роторных установках;
11. Быстрое выполнение процесса – средняя продолжительность операции составляет два дня на скважину;
12. Нет необходимости менять конфигурацию ствола скважины.

Ограничения и недостатки метода радиального вскрытия пласта

На сегодняшний день радиальное бурение, в основном, применяется на истощенных и старых месторождениях с низкой дебитом и неглубокими скважинами. В настоящее время этот метод может применяться только в вертикальных или почти вертикальных скважинах. Основываясь на предыдущем опыте использования радиального вскрытия во всем мире, существуют некоторые ограничения и проблемы в применении такого метода в нефтяных и газовых скважинах. К числу этих ограничений относятся [3, 5]:

1. Возможно возникновения трудностей при осуществлении радиального вскрытия при пористости в 3–4%;
2. Максимальная рабочая глубина около 1200–2800 метров;
3. Температура на забое не должна превышать 120°C ;
4. Максимальный уклон скважины 30° в общем случае, и не более 15° в обрабатываемой зоне;
5. Осложненное повторное вскрытие пласта радиальным стволом;
6. Отсутствует возможность наблюдения за проходкой бокового ствола;
7. Сложность в управлении за направлением боковых стволов;
8. Боковые стволы могут быть закончены преждевременно вследствие возникновения трещин, разломов или других неоднородностей коллектора.

Жидкости воздействия на продуктивный пласт

В процессе радиального бурения жидкость с абразивными частицами или зернами воздействуют на поверхность породы. Жидкость передает энергию, необходимую для ускорения абразивных частиц, направляет аб-

разивные частицы и фокусирует воздействие частиц и зерен на небольшом участке, вымывает обломки и абразивные частицы в противоположную сторону от рабочей зоны. Кроме того, жидкость обеспечивает некоторое смазывание между частицей и пластом, уменьшает нагревание от трения и обеспечивает эффективную конвекционную охлаждающую среду, где тепло, выделяемое при деформировании, немедленно извлекается из пласта [5]. Рабочие жидкости меняются в зависимости от литологии пласта и свойств пластового флюида. В большинстве случаев достаточно воды, поскольку она имеет очевидные преимущества в качестве бурового раствора для радиального вскрытия пласта. Ее преимущества заключаются в экономичности, легкодоступности, простоте утилизации [1].

Однако в чувствительных к воде коллекторах можно использовать дизельное топливо для вскрытия продуктивного пласта. Дизельное топливо помогает проникновению путем разрушения парафина в пласте. Наибольшего результата в карбонатных коллекторах можно добиться, используя вкуче, гидромониторное воздействие на пласт и соляную кислоту для растворения карбонатов [1, 3].

Вывод

В данной статье было обосновано, что радиальное бурение может являться не только экономически эффективным методом, позволяющим увеличить производительность и обеспечить доступ к «защемленным» углеводородам, но и кратчайшим путем достижения данных целей. Этот метод позволяет добиться точного размещения боковых стволов и расширенного вскрытия пластовых пород по сравнению с традиционной перфорацией [1].

Также были рассмотрены достоинства и недостатки данного метода, рассмотрены рабочие жидкости для выполнения вскрытия, а также создана математическая модель механизма выталкивающей (разрушающей) силы при радиальном вскрытии пласта

Список литературы

1. Лутфуллин А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России // Бурение и нефть. – № 1, 2009. – С. 6–9.
2. Dickinson, W., Dykstra, H., Nordlund, R., and Dickinson, R. 1993, Coiled-Tubing Radials Placed by Water-Jet Drilling: Field Results, Theory, and Practice, paper SPE 26348 presented at the 68th SPE/ATCE, Houston, Texas, October 3–6.
3. Dickinson, W. and Dickinson, R. 1985, Horizontal Radial Drilling System, paper SPE 13949 presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, March 27-29.4.
4. Elliott, S. 2011. Coiled-Tubing Method Drills Radial Laterals To Improve Oil Production From A Depleted Reservoir. NIOC Central Library. World Oil. October 2011.

5. Распопов А.В., Кондратьев С.А., Новокрещенных Д.В. Влияние геолого-физических условий на эффективность бурения радиальных каналов в околоскважинную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 78–79.

Научный руководитель – Мигунова С.В., канд. техн. наук, доцент

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Федоров А.О.¹, Сомов Д.А.²

¹ Национальный исследовательский Томский
политехнический университет

² Тюменский индустриальный университет

В настоящее время основная площадь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения вступила в завершающую стадию разработки, характеризующуюся низкими пластовыми давлениями, большой степенью обводнённости, разрушающимся коллектором и достаточно низким техническим состоянием самих скважин. Следует отметить, что по мере уменьшения дебита растет количество так называемых «самозадавливающихся» скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением на забое жидкости и неспособностью выносить ее на поверхность, что вызывает явление самопроизвольной остановки скважины.

Соблюдение и поддержание оптимальных режимов работы скважин, при которых обеспечивается вынос скапливающейся на забое жидкости, имеют особую важность, как условие разработки месторождений. Но на месторождениях, где отсутствуют системы мониторинга параметров работы скважин, а также системы дистанционного контроля и управления работой скважин, работающих в режиме реального времени, обеспечение круглогодичного оптимального режима работы скважины весьма трудоемко и затратно.

Автором статьи [1] отмечается, что наиболее интенсивно песчаные пробки начинают образовываться в скважинах имеющей конструкцию, где насосно-компрессорные трубы диаметром 114 мм спущены до середины интервала фильтра диаметром 168 мм. Это можно объяснить тем, что скорости газового потока под насосно-компрессорными трубами не достаточно для выноса песка, поступающего из призабойной зоны пласта на поверхность, что приводит его постепенному накоплению. Однако, можно предположить, что в отдельных случаях прохождению на забой шаблона препятствовала величина угла наклона ствола скважины и интенсивность набора её кривизны.

Появление пластовых вод в продукции скважин обусловлено следующими причинами: подъем уровня газовой контактной до геологических забоев и выше до интервала перфорации скважин, низкое качество цемента эксплуатационных колонн и интенсивный отбор газа, что приводит к фильтрации воды по заколонному пространству и разрушению цементного камня в процессе эксплуатации скважин.

По результатам анализа состояния забоев эксплуатационных скважин отмечаются песчаные пробки, перекрывающие интервал перфорации, включая неперфорированные участки эксплуатационной колонны. Достоверно судить о продуктивности эксплуатационных скважин по фильтрационным коэффициентам a и b ввиду малого количества исследованных скважин и редкой частоте замеров по скважинам, затруднительно.

Общий фонд сеноманских скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении составлял на 2013 год 1256 единиц, из них 1064 эксплуатационных. В статье [2] были приведены результаты химического анализа воды в 196 обводненных скважинах Ямбургского месторождения. По результатам химического анализа (рис.) за 2013 год наличие пластовой воды обнаружено в продукции 57 скважин, с конденсационной водой 94 скважины, с технической водой 45 скважин.



Рисунок 1 – Результаты химического анализа воды в обводненных скважинах Ямбургского НГКМ

На месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, для предотвращения самозадавливания скважин применяются различные геолого-технические мероприятия:

- поддержание оптимальных режимов работы скважин, при которых обеспечивается вынос скапливающейся на забое жидкости;
- периодическое продувание ствола скважины с выпуском газожидкостной смеси в атмосферу и отработкой скважины на факельном устройстве;
- использование концентрического лифта;

- обработка призабойной зоны пласта твердыми поверхностно-активными веществами;
- проведение работ по интенсификации притока газа (обработка призабойной зоны пласта жидкими растворами поверхностно-активными веществами и водометанольным раствором);
- снижение величины гидравлического сопротивления по стволу скважины применением лифтовой колонны из труб с полимерным внутренним покрытием;
- проведение ограничения водопритока в процессе капитального ремонта скважин созданием водоизоляционного экрана и отсечением обводненного интервала скважины;
- реконструкция скважины путем замены лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра;
- применение модульных компрессорных установок;
- перевод скважины с фонтанного способа эксплуатации на механизированный способ, например, применение постоянного или периодического плунжерного лифта, газлифта и т.д. [3].

Можно сделать вывод об ухудшении фильтрационных коэффициентов в последние годы разработки по скважинам, располагающимся преимущественно на основной площади. По этим же скважинам, наблюдается ухудшение коэффициента продуктивности. Причиной могут быть текущее состояние фонда добывающих скважин, наличие песчаных и жидкостных пробок, низкое пластовое давление в эксплуатационной зоне.

Анализируя текущее техническое состояние скважин можно сделать следующие выводы:

а) основными проблемами на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добывных возможностей пласта и продуктивности призабойных зон скважин; обводнение залежи и интенсивные проявления воды и песка при работе скважин; рост самозадавливающихся скважин; физический и моральный износ оборудования, требующий постоянного обновления и соответственно значительных объемов капитальных вложений в реконструкцию и техническое перевооружение объектов промысла.

б) наиболее интенсивно песчано-глинистые пробки начинают образовываться в скважинах, где лифтовая колонна диаметром 168 мм спущена до верхних отверстий интервала перфорации. Наличие песчано-глинистой пробки связано с тем, что в процессе разработки пласты, сложенные слабосцементированными породами и имеющие низкую прочность, разрушаются и в скважину вместе с газожидкостной смесью поступает большое количество механических примесей. При этом песчаные частицы из-за недостаточной для их подъема скорости (в среднем минимально-необходимая скорость в лифтовой колонне составляет около 5,0 м/с) восходящего потока смеси осаждаются на забое и в интервале перфорации скважин.

в) скважины с лифтовой колонной диаметром 168 мм при проведении капитального ремонта с глушением, рекомендуется переводить на беспаркерную схему эксплуатации с заменой лифтовой колонны на насосно-компрессорные трубы меньшего диаметра.

г) скважины с лифтовыми колоннами диаметром 168 мм и с накоплением конденсационной жидкости на забое, рекомендуется переводить без глушения на схему эксплуатации по концентрическим лифтовым колоннам.

д) на основании данных геофизических исследований скважин в качестве интенсификации притока проводить дополнительную перфорацию верхних продуктивных горизонтов.

е) в скважинах, в которых интервалы перфораций перекрыты песчаной пробкой и будет выявлено снижение продуктивности, рекомендуется промывание забоев жидкостями на пенной основе с использованием колтюбинговой установки. Если существующая пробка не влияет на продуктивность скважины, работы по ее промывке проводить не следует.

Список литературы

1. Епрынецев А.С. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А.С. Епрынецев [и др.] // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – №16 (135). – С. 41–45.

2. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков // Газовая промышленность. – 2014. – №3. – С. 85–88.

3. Саранча А.В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А.В. Саранча, И.С. Саранча, Д.А. Митрофанов, С.М. Овезова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – 211с.

Научный руководитель: Сохошко С.К., д-р техн. наук, доцент.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП

Халдина Ю.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Введение

Одним из основных методов повышения нефтеотдачи в последние десятилетия стал гидроразрыв пласта. Гидроразрыв пласта – это техника стимуляции скважин, при которой горные породы разрываются жидко-

стью, закачиваемой в скважину под высоким давлением. Скорость, с которой жидкость поступает в скважину, превышает скорость фильтрации жидкости в пласт. В результате, избыточное давление раздвигает горные породы и образует трещину, в которую устремляется жидкость. Жидкость при этом несёт в себе специальный расклинивающий агент, называемый проппантом. Образованная и закреплённая проппантом трещина имеет значительно большую проницаемость и увеличивает эффективную область дренирования скважины.

Технологические прорывы за последнее десятилетие сделали бурение горизонтальных скважин более доступным, надёжным и экономически выгодным. Для стимуляции таких скважин разрабатываются всё новые и новые методы проведения многостадийных ГРП.

Муфты ГРП

Широко распространённый на сегодняшний день метод – использование для перенаправления потока жидкости специальных циркуляционных клапанов, называемых муфтами или портами ГРП.

Муфта ГРП представляет собой механическое устройство со скользящим рукавом и седлом для посадки шара. Муфта имеет два положения, открытое и закрытое. В скважину муфты спускаются в закрытом положении, в котором их удерживают входящие в состав конструкции муфты штифты.

В открытое положение муфта переходит при посадке в её седло специального шара. Шар перекрывает поток жидкости вглубь скважины, и последующий рост давления срезает штифты, удерживающие муфту в закрытом положении. Скользящий рукав муфты продвигается вместе с седлом и шаром, обнажая заранее проделанные перфорационные отверстия. Перевод муфты ГРП обратно в закрытое положение невозможен.

Все порты такой компоновки, кроме первого, активируются специальными шарами, диаметр каждого последующего шара больше предыдущего.

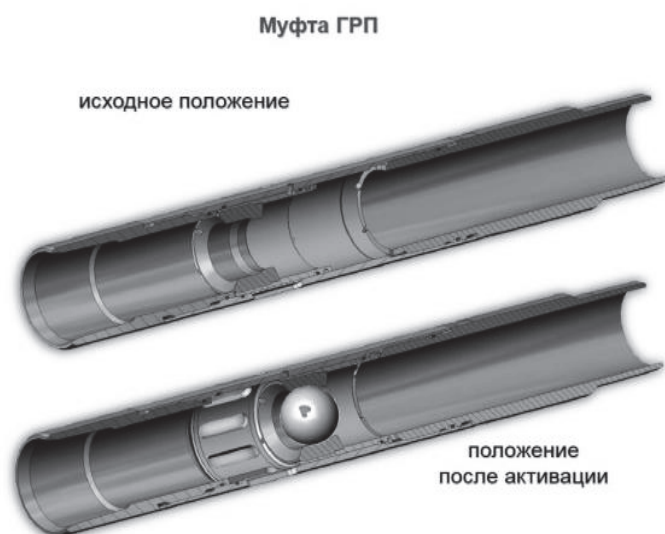


Рисунок 1 – Муфта ГРП.

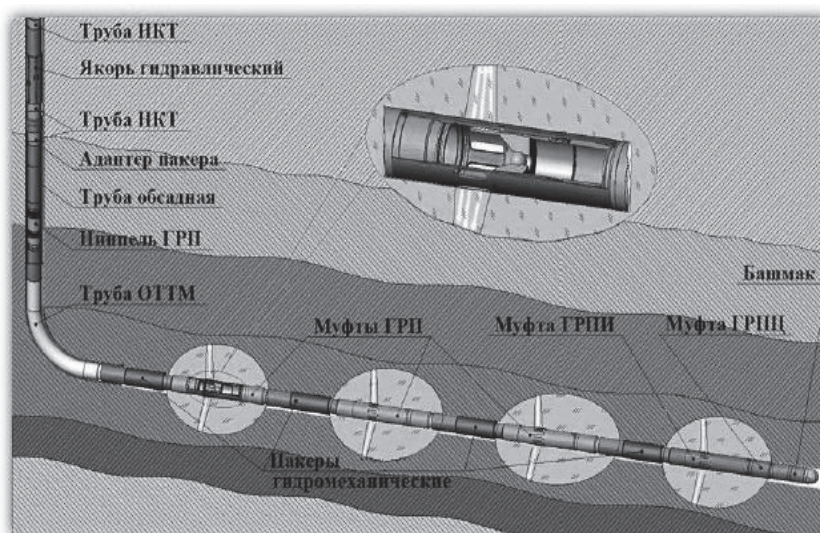


Рисунок 2 – Схема компоновки для проведения МСГРП с муфтами ГРП

Разрывные муфты ГРП

Традиционно, для получения доступа к коллектору используются перфораторы, доставляемые в скважину с помощью НКТ. Такой способ перфорирования требует дорогостоящего оборудования и проведения сложных операций. При использовании разрывных муфт ГРП операция перфорирования осуществляется быстрее, дешевле и без использования НКТ.

Данная технология использует активируемые давлением порты, связывающие коллектор со скважиной. Муфты содержат предварительно сделанные перфорационные отверстия, накрытые взрывными пластинами, настроенными взорваться при определённом давлении. Такие порты спускаются в скважину в составе хвостовика и, как правило, цементируются вместе с ним. Открытие портов производится с поверхности путём нагнетания в скважину давления.

Несколько взрывных муфт могут быть установлены в хвостовике скважины на определённых расстояниях друг от друга. Для того, чтобы удостовериться, что все разрывные порты открыты, в скважину можно спустить специальные уплотняющие шары для перекрытия перфорационных отверстий.



Рисунок 3 – Разрывные муфты ГРП

Достоинства и недостатки методов МСГРП

Методы проведения МСГРП	Достоинства	Недостатки
Использование муфт ГРП	<ul style="list-style-type: none"> • Возможность беспрерывного проведения всех стадий ГРП • Высокая степень изоляции предыдущих портов • Возможность применения растворимых шаров для активации портов 	<ul style="list-style-type: none"> • Необходимость тщательного планирования скважины именно под этот метод и заказа специальной компоновки • Возможны случаи неактивации портов • Возможные утечки жидкости в заколонное пространство при использовании заколонных пакеров • Необходимость разбуривания портов при использовании нерастворимых шаров • Ограничение максимального числа стадий на одну скважину до 7-10
Использование разрывных муфт ГРП	<ul style="list-style-type: none"> • Возможность проведения большого числа стадий на одной скважине (свыше 30-ти) • Нет необходимости использовать ГНКТ 	<ul style="list-style-type: none"> • Необходимость тщательного планирования скважины именно под этот метод и заказа специальной компоновки • Возможные проблемы с активацией зарядов • Потери времени на перепосадки пакеров.

В 2016 году на Южно-Приобском месторождении силами ООО «Нью-тех Велл Сервис» было проведено МСГРП с помощью метода разрывных муфт. Результативность работы представлена на графике.

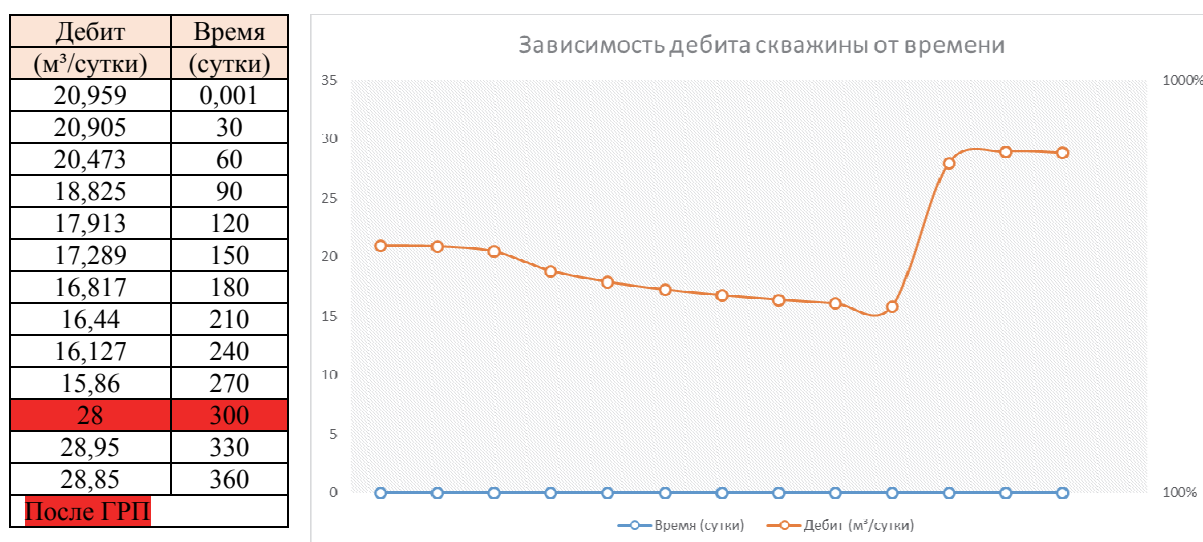


Рисунок 4 – Зависимость дебита скважины от времени

Заключение

Решение о применении того или иного метода проведения МСГРП принимается уже на стадии проектирования скважины. Преимущества применения того или иного метода сопоставляются с ценой его проведения.

За последние пять лет на месторождениях Западной Сибири были внедрены и опробованы различные методы проведения МСГРП: метод муфт ГРП с использованием нерастворимых и растворимых шаров (Вынгапуровское месторождение), метод разрывных муфт ГРП (Самотлорское месторождение). Сейчас МСГРП стал серийной операцией практикуемой большинством нефтяных предприятий России.

Список литературы

1. Национальный отраслевой журнал. Нефтегазовая Вертикаль № 17 (390) август 2016 г.
2. Десять лет на шаг впереди «Ньюко Велл Сервис» издательский дом «Югорский» корпорат. 2010 г.
3. Alfred R. Jennings – «Применение гидравлического разрыва пласта» // 2003 г.
4. П.И. Крюков, Р.А. Гималетдинов, С.А. Доктор, И.Г. Файзуллин, Р.Г. Шайкамалов – «Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта»

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., ассистент

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНОГО МГРП НА ФОНДЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»

Хасанов Д.Р.

Тюменский индустриальный университет

В настоящее время большинство высокодебитных объектов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири имеют высокую степень выработки запасов и, соответственно, высокую обводненность добываемой продукции. В то же время на высокопродуктивных объектах имеются отдельные зоны и зональные интервалы пластов, приуроченных к слабодренлируемым, низкопроницаемым и неоднородным коллекторам.

Задачи стабилизации добычи нефти, увеличения нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых и остаточных запасов в настоящее время невозможно решать без применения современных методов увеличения нефтеотдачи пластов. Одной из основных задач обеспечения эффективной разработки залежей, с учетом текущей структуры запасов, является интенсификация добычи нефти. Наиболее эффективным методом повыше-

ния продуктивности скважин является многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах.

В настоящее время на Тевлинско-Русскинском месторождении компании практически повсеместно внедрены компоновки МГРП с муфтами ГРП, активируемыми сбросом шаров. Изоляция интервалов в открытом стволе проводится гидравлическими или набухающими заколонными пакерами, без цементирования горизонтальной части ствола. Основным поставщиком компоновок является компания Weatherford.

В процессе эксплуатации продуктивность скважины снижается, в частности, вследствие изменения проводящих характеристик трещин ГРП из-за засорения механическими примесями, поступающими из пласта, и деформации проппантной пачки. Наиболее эффективным методом восстановления продуктивности скважин с МГРП представляется проведение повторного МГРП. Эффективность повторных операций ГРП через 3–5 лет после предыдущей стимуляции подтверждена в наклонно-направленных скважинах.

Поскольку горизонтальные скважины оборудованы муфтами ГРП однократного действия, то проявляются факторы, осложняющие проведение повторных ГРП:

- остается множество открытых интервалов, которые в дальнейшем необходимо изолировать при повторной операции;
- наличие сужений ствола даже после фрезерования.

В данных условиях наиболее экономичным способом проведения повторного МГРП, на первый взгляд, является проведение «слепого» ГРП. Но, не смотря на низкую стоимость и простоту, такой подход неэффективен по причине того, что в первую очередь, будет проведена повторная стимуляция наиболее выработанного интервала – как результат, вероятность низкого эффекта.

С учетом вышеизложенного, после рассмотрения множества различных вариантов для проведения повторного МГРП в горизонтальных скважинах, были выбраны 2 подхода, которые в настоящее время пользуются наибольшим спросом на нефтегазовом рынке:

- технология с использованием двухпакерной компоновки;
- технология с использованием динамических систем.

Проведение повторного МГРП с использованием двухпакерной компоновки (рисунок 1) осуществляется по следующей последовательности:

1. спуск компоновки с использованием ГНКТ;
2. запакировка (открытие пакеров под давлением);
3. отсечение выше/ниже лежащего интервала;
4. проведение гидравлического разрыва через колонну ГНКТ;
5. распакировка;
6. промывка ствола скважины;
7. переход на следующий интервал.



Рисунок 5 – Компоновка с двойным пакером

Вместе с тем, применение двухпакерной компоновки несет ряд отрицательных факторов таких как:

- высокие затраты на подготовку ствола скважины;
- риск аварии при получении «СТОП»;
- привлечение флота ГНКТ;
- отсутствие опыта проведения работ при помощи данной технологии.

К положительному фактору относится селективная обработка необходимых интервалов, а также возможность проведения гидропескоструйной перфорации за счет наличия в компоновке переводника ГПП.

В настоящее время повторное МГРП с использованием двухпакерной компоновки осуществляют следующие компании:

- Weatherford;
- EWS;
- МеКаМиннефть.

Проведение повторного МГРП при помощи технологии динамических систем заключается в том, что в конце каждого ГРП, либо уже в существующие трещины закачивается бридж и блокирующая пачка, которая отклоняет поток и позволяет инициировать следующую трещину.

Блок-пачка состоит из специально разработанных волокон и смеси частиц, из которых крупные блокируются при входе в трещину, а мелкие временно уменьшают проницаемость пачки для изоляции трещины, затем частицы и волокна растворяются под действием забойной температуры.

В результате образуются новые трещины, а также увеличивается до максимума объем коллектора, в котором ранее уже было проведено МГРП (рисунок 2).

Использование динамических систем обусловлено достаточно большим количеством положительных факторов:

- отсутствие необходимости во фрезеровании портов;
- используемый материал экологичный и саморазлагающийся;
- отсутствуют риски аварии при получении «СТОП».

Повторное МГРП с использованием динамических систем проводят следующие организации:

- Halliburton;
- Schlumberger.

В период с 2015 по 2016 годы в ТПП «Лангепаснефтегаз» на фонде горизонтальных скважин было проведено 2 повторные операции МГРП с использованием динамических систем. Результатом проведенных работ было снижение обводненности добываемой продукции, прирост дебита нефти, увеличение дебита жидкости. При этом в процессе работ не было выявлено аварийных ситуаций.



Рисунок 6 – Результат применения динамических систем

Применение динамических систем при повторном МГРП предназначено для оптимизации распределения проппанта с целью улучшения показателей добычи на длительный период методом отклонения потока и инициирования новых трещин.

Использование данной технологии обусловлено достаточно большим количеством положительных факторов, а опыт применения в ТПП «Лангепаснефтегаз» указывает на эффективность проведенных работ.

В дальнейшем рекомендую специализированным службам предприятия к более подробному рассмотрению технологии динамических систем и возможного применения на фонде горизонтальных скважин Тевлинско-Русскинского месторождения.

Список литературы

1. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 59–61.
2. «Нефтегазовое обозрение», Сборник 4: избранные статьи из журнала «Oilfield Review», том 26, № 4 (зима 2014-2015 гг.); том 27, № 1 (май 2015 г.) и том 27, № 2 (сентябрь 2015 г.).
3. zs.lukoil.ru.
4. www.halliburton.com.

Научный руководитель – Апасов Г.Т., канд. техн. наук, доцент

ПАРАМЕТРИЧЕСКОЕ РАНЖИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЗАВОДНЕНИЯ И ВЫБОР УЧАСТКОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

Чухланцева Г.Г.

Удмуртский государственный университет, г. Ижевск

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем заводнении является ограничение фильтрации воды в промытых зонах, которая приводит к перераспределению фильтрационных потоков. Эта задача решается применением технологий выравнивания профиля приемистости пласта (ВПП), позволяющих закачивать оптимальные объемы водоизолирующих составов в удаленные зоны пласта.

Важным условием эффективного применения ВПП является правильный выбор объекта.

Выбор участков проводится с учетом геолого-технологических критериев и на основе параметрического ранжирования элементов заводнения.

Ранжирование выбранных участков выполняется в целях определения приоритетности (очередности) обработок и выделения ТОП скважин-кандидатов.

Методология выбора участков включает:

- выделение элементов заводнения, не удовлетворяющих основным требованиям для применения потокоотклоняющих технологий;
- параметрическое ранжирование всех элементов заводнения и выделение ТОП-элементов заводнения;
- формирование участков воздействия на основе ТОП-элементов заводнения и выделение скважин-кандидатов нагнетательного фонда для проведения обработок.
- корректировка скважин-кандидатов с учетом технического состояния фонда скважин, наличия иных видов ГТМ, исключающих возможность применения потокоотклоняющих составов и др.

На I-м этапе (макроуровень) выделяются элементы заводнения, в целом не удовлетворяющие одному или нескольким из нижеперечисленных пунктов:

1. Наличие в ближайшем окружении действующих добывающих скважин, суммарный дебит которых позволяет планировать экономически рентабельный технологический эффект. Приоритетными являются участки/элементы заводнения, в пределах которых на одну обрабатываемую нагнетательную скважину приходится не менее 3-х работающих добывающих скважин.

2. Исключаются участки с ухудшенными коллекторскими свойствами – с проницаемостью менее 50 мД. Применение потокоотклоняющих технологий на участках с проницаемостью ниже 50 мД возможно при условии наличия технологий, обладающих низким фактором сопротивления в пе-

риод до образования фильтрационного барьера в пластовых условиях. Это требование позволяет исключить образование барьера в пределах ПЗП и последующего снижения приемистости скважины после перехода на закачку воды. Также могут рассматриваться участки с низкой средней проницаемостью, для которых характерно наличие высокопроницаемых каналов фильтрации, либо трещин. Наличие таких каналов должно быть подтверждено промысловыми исследованиями, либо обосновано аналитическими методами на основе имеющихся промысловых данных.

3. Прикупольные участки в пределах чисто нефтяных зон, отмечаемые по структурной карте, и не испытывающие в процессе разработки влияния законтурных и подошвенных вод. Опыт показывает, что применение потокоотклоняющих МУН на водонефтяных зонах в большинстве случаев малоэффективно.

4. Приемистость нагнетательной скважины-кандидата должна быть не менее 150 куб. м/сут. (или 100 куб. м/сут для низкопроницаемых коллекторов). Это необходимо для обеспечения возможности проведения закачки химреагентов, обладающих, как правило, большей вязкостью по сравнению с вязкостью закачиваемой воды (в частности, гелевых и дисперсных систем);

5. Исключаются из рассмотрения на кандидаты нагнетательные скважины, расположенные за контуром нефтеносности.

6. По нагнетательным скважинам, расположенным на контуре нефтеносности решение принимается после дополнительного анализа на предмет того, что между данной скважиной и окружающими добывающими скважинами имеется гидродинамическая связь (например, по результатам трассерных исследований).

7. Исключаются нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности, но перфорированные только на подошвенный водонасыщенный горизонт (пласт).

8. По нагнетательным скважинам, перфорированным как на продуктивные, так и на подошвенные водонасыщенные пласты решение принимается после дополнительного анализа на предмет того, что продукция окружающих добывающих скважин обводняется преимущественно закачиваемой водой (например, по результатам трассерных исследований);

9. При планировании ФХ МУН на объектах, содержащих химически несвязанную водонасыщенность или чередование перфорированных нефтенасыщенных и водонасыщенных пропластков, необходимо убедиться, что обводнение продукции добывающих скважин в основном происходит закачиваемой водой (анализ трассерных исследований, данных геофизических, гидродинамических и др. исследований).

Выделенные элементы заводнения могут быть исключены из дальнейшего параметрического ранжирования.

Методология параметрического ранжирования заключается в следующем. Для каждого рассматриваемого участка воздействия, включающего

одну или несколько планируемых к обработке нагнетательных скважин, определяются его геолого-технологические характеристики (параметры ранжирования). Для характеристик, зависящих от площади участка воздействия, значение определяется в пределах контура, выделяемого на основе карт текущих и накопленных отборов, и включающего, как правило, добывающие скважины 1-го и 2-го ряда от обрабатываемой. В зависимости от значения каждого параметра ему присваивается ранговое значение, которое принимает только три значения: 1 – высокий ранг, 2- средний ранг, 3 – низкий ранг. Далее ранговые значения по всем рассматриваемым параметрам суммируются для каждого участка воздействия с определенным весовым коэффициентом параметра. Суммарные значения рангов ранжируются по возрастанию и определяют тем самым приоритетность применения МУН (ПОТ, ВПП) для каждого участка из числа рассматриваемых.

Для параметрического ранжирования были приняты следующие геолого-технологические характеристики участков (параметры):

Дельта ТИЗ – параметр определяет объем извлекаемых запасов нефти, который при текущей тенденции выработки запасов останутся неизвлеченным в пределах участка при сопоставлении с целевым (проектным) значением коэффициента нефтеотдачи. Расчет данного параметра осуществляется с использованием карт начальных и текущих нефтенасыщенных толщин, накопленной добычи нефти. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: менее 50 тыс. т – низкий ранг, от 50 до 500 тыс. т – средний ранг, более 500 тыс. т – высокий ранг.

Отбор НИЗ – параметр определяет текущую выработку извлекаемых запасов нефти в пределах выделенного контура участка при целевом (проектном) значении коэффициента нефтеотдачи. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: более 90 % – низкий ранг, от 80 до 90 % – средний ранг, менее 80 % – высокий ранг.

Отставание отбора НИЗ от обводненности – параметр определяет разницу между текущей выработкой НИЗ в пределах участка воздействия (при проектном значении коэффициента нефтеотдачи) и текущей средней обводненностью продукции по участку. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: более 20 % абс. – высокий ранг, от 10 до 20 % абс. – средний ранг, менее 10 % абс. – низкий ранг.

Коэф. прогнозный – прогнозный коэффициент охвата пласта процессом вытеснения. Параметр рассчитывается исходя из прогнозной выработки запасов (параметр Отбор от НИЗ) и прогнозного коэффициента нефтеотдачи при проектном коэффициенте вытеснения нефти. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: более 80 % – низкий ранг, от 60 до 80 % абс. – средний ранг, менее 60 % абс. – высокий ранг.

Расчлененность – параметр определяется расчлененностью пласта в пределах участка. Ранговое значение данного параметра определяется сле-

дующими интервалами значений параметра: менее 2 – низкий ранг, от 2 до 4 – средний ранг, более 4 – высокий ранг.

Неоднородность – параметр определяется неоднородностью пласта по проницаемости в разрезе скважин в пределах участка воздействия. Параметр неоднородности рассчитывается на основе методики представления пласта в двухпластовой системе Сургучева. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: менее 2 – низкий ранг, от 2 до 4 – средний ранг, более 4 – высокий ранг.

Ндин – параметр определяет запас динамического уровня выше глубины приема насоса на скважинах с погружным насосом. Данный параметр снижает приоритетность воздействия на тех участках, где возможное снижение приемистости обработанных скважин и снижение притока к реагирующим скважинам может привести к падению динамического уровня до глубины спуска насосов (потенциал по динамическому уровню). Параметр рассчитывается из имеющихся замеров динамического уровня по данным технологических режимов. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: менее 250 – низкий ранг, от 250 до 350 – средний ранг, более 350 – высокий ранг.

% пад Ж – параметр определяет процентную долю потерь добычи нефти за последние 6 месяцев от даты анализа, связанную с потерями уровней добычи жидкости по скважинам участка воздействия. Данный параметр рассчитывается по методике анализа потерь добычи нефти, заложенной в программном комплексе РН-КИН. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: более 4 % – низкий ранг, от 2 до 4 % – средний ранг, менее 2 % – высокий ранг.

% пад В – параметр определяет процентную долю потерь добычи нефти за последние 6 месяцев от даты анализа, связанную с ростом обводненности продукции по скважинам участка воздействия. Данный параметр рассчитывается по методике анализа потерь добычи нефти, заложенной в программном комплексе РН-КИН. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: более 12 % – высокий ранг, от 8 до 12 % – средний ранг, менее 8 % – низкий ранг.

Текущая компенсация – параметр определяет текущую компенсацию в пределах участка воздействия за последние 6 месяцев. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: более 95 % – высокий ранг, от 85 до 95 % – средний ранг, менее 85 % – низкий ранг.

Текущее пластовое давление – параметр определяется как текущее пластовое давление. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: менее 95 % от начального пластового давления – низкий ранг, от 95 до 105 % от начального пластового давления – средний ранг, свыше 105 % от начального пластового давления – высокий ранг.

Дельта Рпл за 6 мес. – параметр определяется как изменение пластового давления за последние 6 месяцев разработки в пределах участка воздействия. Ранговое значение данного параметра определяется следующими интервалами значений параметра: прирост на 2 атм и более – высокий ранг, прирост от 0 до 2 атм – средний ранг, падение – низкий ранг.

На основании параметрического ранжирования элементов заводнения, выделяют ТОП-скважин, на основании которых выбирают основные и резервные участки.

Немаловажным является и техническое состояние объекта воздействия.

Техническая пригодность нагнетательных скважин для применения технологии ВПП определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроизводительного ухода жидкости закачки из продуктивного разреза. Данное требование является экономическим, так как в скважинах с наличием технических проблем теоретически возможно проведение работ по ВПП, но с увеличенными объемами закачки составов с учетом потерь. Это существенно снижает рентабельность проекта.

Выводы и заключение.

Неправильный выбор объекта не только снижает технологическую эффективность обработки, но и иногда приводит к получению отрицательных результатов, которые часто носят необратимый характер и для своего устранения требуют больших материальных затрат.

В данной статье обоснован диапазон геолого-физических и технических параметров, обеспечивающий максимально возможную технологическую эффективность.

Пользуясь методологией, приведенной выше, при подборе кандидатов на проведение ВПП, можно существенно уменьшить число неуспешных, с точки зрения получения дополнительной добычи нефти, обработок на месторождениях.

Список литературы

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах // М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 285 с.

2. Гималетдинов Р.А., Сидоренко В.В. (ОАО «Газпром нефть»), Фахретдинов Р.Н., д. х. н., Бобылев О.А., Якименко Г.Х., к. т. н., Павлишин Р.Л. (ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»). Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть»//Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5.– С. 78–83.

3. Научно-инженерное сопровождение работ по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин Хохряковского месторождения.

Научный руководитель – Шайхулов А.М., канд. техн. наук, доцент

СЕКЦИЯ III. БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ТЕХНОЛОГИЯ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Волков А.Г.

Нишневартовский нефтяной техникум

Цель данного исследования сводится к рассмотрению особенностей технологии бурения бокового ствола скважины № 727 Самотлорского месторождения. Решаемые автором задачи – анализ геологических данных по Самотлорскому месторождению, используя регламенты ООО «Катобьнефть»; представление технико-технологического сопровождения процессов забурирования боковых стволов (ЗБС) и крепления стенок скважины; разработка мероприятий по обеспечению безопасного ведения работ при бурении боковых стволов.

Согласно особенностям строения пластов Самотлорского месторождения из известных способов цементирования, речь пойдет об одноступенчатом. Сервисная компания ООО «Катобьнефть» оказывает услуги по бурению скважин и забурке боковых стволов, оказание услуг происходит на высоком технологическом уровне.

Самотлорское месторождение – это крупнейшее в России месторождение нефти, расположенное в ХМАО-Югре, которое является сферой деятельности предприятия ООО «Катобьнефть».

ЗБС – это технология, которая позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти из пласта, и вернуть в эксплуатацию скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами [1].

Для данного процесса используют специальные вырезающие инструменты, такие как, клино-отклонитель, фрезеры-райберы, якоря и т.п. Клино-отклонитель предназначен для обеспечения отклонения буримой скважины от заданного направления, а фрезер-райбер предназначен для прорезания окна в обсадной колонне при забурировании бокового ствола.

При бурении бокового ствола из скважины № 727 использовалась мобильная буровая установка типа МБУ-125.

МБУ может использоваться при проведении капитального ремонта скважин (КРС), бурения разведочных и эксплуатационных скважин. В её состав входит большое количество частей, один из них ротор РУП 560 (проходное отверстие, см), с максимальной частотой вращения 150 об/мин. Ротор нужен для осуществления вращения бурильной колонны (подвешенной), он также необходим при бурении забойными двигателями и при проворачивании инструмента в ходе ловильных работ. Роторы также эффективны при поддержании обсадных труб или бурильных колонн на весу [5].



Рисунок 1 – Общий вид МБУ-125

Буровым раствором называют сложную дисперсионную систему жидкостей, которые служат для промывки стволов в ходе бурения, их состав многокомпонентен и разнообразен.

Обеспечение очистки забоя, укрепление стенок скважины, передача энергии на породоразрушающий инструмент (ПРИ) осуществляется буровым раствором.

На заключительном этапе проведения буровых работ проводят цементирование скважины, от того насколько качественно будет проведено цементирование будет зависеть дальнейшая работа всей конструкции. Основная цель данного технологического процесса – замещение бурового раствора цементным раствором. Технология осуществления цементирования скважины предполагает проведения пяти основных видов работ таких как, замешивание цементного раствора (ЦР), закачивание его в скважину, подачу смеси в затрубное пространство, затвердевание ЦР, проверку качества проведения работ.

Представим технологию одноступенчатого цементирования.

На спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке, промывку производят до тех пор, пока плотность БР на выходе и входе из скважины не будет одинаковой. После того как скважина промыта и вся арматура проверена приступают к подготовке и закачке ЦР в скважину. После закачивания буферной жидкости в колонну спускают нижнюю пробку. После при помощи ЦА и цементно – смесительных машин готовят ЦР, перекачиваемый агрегатами в скважину. После закачки ЦР из цементировочной головки продавливают верхнюю пробку, и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны.

Затем приступают к продавке ЦР вниз. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники ЦА, а агрегаты попеременно из каждой колонны мерника перекачивают в скважину раствор. При продавке ЦР ведется счет закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того чтобы до прокачки оставшейся жидкости переходят на один агрегат, которым и производится посадка пробок на упорное кольцо. Этот момент (удар) характеризуется резким повышением давления на заливочной головке. Величина давления не превышает 0,5 – 1,0 МПа сверх максимального давления, имевшегося перед моментом схождения пробок. На этом процесс цементирования заканчивается, и скважина оставляется в покое при закрытых кранах на головке на срок ОЗЦ [3].



Рисунок 2 – Общий вид ЦА-320

Важной частью при строительстве скважины является соблюдение правил охраны окружающей среды и обеспечение техники безопасности. На первом этапе подготовительных работ по сооружению скважин возникает необходимость в выборе земельных участков для устройства буровых площадок.

Для обеспечения эффективной защиты окружающей среды и надежной охраны недр необходимо иметь следующие данные: описание комплексного геологического строения, обоснование выбора необходимого оборудования и материалов, предполагаемые объемы буровых растворов и образующихся отходов бурения.

Особое внимание должно быть удалено принятию мер по возможным осложнениям и авариям при бурении скважин, сохранению участков земель от загрязнения, их обезвреживанию и полному восстановлению в первоначальное состояние, пригодное для дальнейшего использования [4].

Техника безопасности это главный критерий для безопасной работы на буровой. Все работы должны проводиться строго по технике безопасности и в соответствии с заданными правилами эксплуатации оборудования. Абсолютно все рабочие, принимающие участие в буровых работах, должны в обязательном порядке пройти медосмотр, в ходе которого должны учитываться условия их работы, а также профиль их деятельности. Допускать к работе лиц, по состоянию здоровья не способных выполнять свои служебные обя-

занности, запрещается. Рабочие допускаются к выполнению работ только после завершения обучения технике безопасности и сдачи соответствующих экзаменов [5].

Исходя из данного исследования, можно сделать вывод, что этап цементирования скважины при бурении боковых стволов является заключительным и очень важным этапом строительства скважины, а ЗБС – это технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождения и вернуть их в эксплуатацию.

Список литературы

1. <http://neftegaz.ru>
2. <http://allspectech.com>
3. <http://aqua-rmnt.com>
4. <http://www.gosthelp.ru>
5. <http://www.anker-pk.ru>

Научный руководитель – Драницына Е.Г., преподаватель высшей категории

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Голубев А.П.

Тюменский индустриальный университет

Применение горизонтального бурения скважин увеличивает эффективность разработки. Большое изобилие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения или площади.

Горизонтальное бурение с большим отходом забоев скважин от вертикали имеет аспекты, обусловленные геологическими, технико-технологическими и организационными особенностями каждого объекта строительства. Поэтому для достижения высоких показателей качества проводки наклонно-направленных скважин с большим отходом забоев от вертикали и с горизонтальным окончанием ствола необходимо использовать комплексный подход к решению задач оптимизации процессов их строительства. Расходы связанные с технологией промывки скважин превышают 60% прямых затрат на их строительство. Таким образом, вопросы, связанные с совершенствованием технологии промывки горизонтальных скважин, весьма актуальны, так

как свойства промывочной жидкости, ее компонентный состав и гидравлика промывки ствола в значительной степени определяют технико-экономические показатели и качество строительства таких скважин.

При выборе промывочной жидкости, основными критериями являются:

- 1) сохранение устойчивости ствола скважины;
- 2) предупреждение прихватов;
- 3) обеспечение качественной очистки ствола скважины от шлама;
- 4) обеспечение надлежащих смазочных свойств бурового раствора;
- 5) предупреждение ГРП и поглощений;
- 6) предупреждение загрязнения продуктивных пластов.

Выбор типа и требования к качеству бурового раствора для решения указанных проблем определяется следующими геолого-техническими данными:

- 1) наличие потенциально неустойчивых глинистых отложений;
- 2) величиной $P_{пл (пор)}$, от которой зависит возможная и допустимая репрессия на пласты, а => и плотность раствора;
- 3) коллекторские свойства продуктивного пласта: тип коллектора; пористость; проницаемость; глинистость; прочностные характеристики и минерализация пластовой воды.
- 4) забойной температурой;
- 5) конструкцией скважин, определяющей длительность бурения под каждую колонну, т.е. время нахождения ствола в необсаженном состоянии и длительность воздействия бурового раствора на продуктивный пласт;
- 6) угол отклонения ствола от вертикали требования к реологическим свойствам для обеспечения хорошей очистки ствола.

При бурении горизонтального участка и вскрытии продуктивного пласта выбранных скважин применялись минерализованные буровые растворы с минимальным содержанием твердой фазы. Бурение этих скважин производилось на Хлоркалийевом буровом растворе (ХКР). Его рецептура представляет собой биоразлагаемый водный раствор соли хлористого калия, стабилизированный крахмалом и ксантановым биополимером. Плотность ХКР регулируется содержанием соли и карбоната кальция. Так же добавляются дополнительные компоненты которые вводятся в раствор в зависимости от условий бурения и требуемых параметров ХКР. Состав ХКР представлен в таблице 1.

Таблица № 1

Состав хлоркалийевого бурового раствора

Тип химического реагента	Расход химического реагент	
	% вес	кг/м ³
Основные реагенты		
Калий хлористый технический	8,0–27,0	80–270
Крахмал модифицированный	1,5–4,0	15–40
Ксантановый биополимер	0,15–0,3	1,5–3,0
Кольматант карбонат кальция	5,0–15,0	50–150

Дополнительные реагенты (по необходимости)		
Ингибитор набухания глин	в зависимости от типа реагента	
Смазочная добавка	0,15–0,30	0,15–0,30
Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	Не более 0,5 кг	
Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	Не более 2,0 кг	
Каустическая сода (NaOH)	Не более 0,5 кг	
Бактерицид	Не более 0,4 кг	
Пеногаситель	Не более 0,2 кг	

Параметры ХКР, рекомендуемые при вскрытии продуктивного пласта или окончании бурения скважины:

- плотность ρ , г/см³ 1,05–1,23
- условная вязкость T , с 30–40
- водоотдача, V , см³/30 мин, не более 6
- статическое напряжение сдвига, СНС, дПа:
- за 10 с 15–35
- за 10 мин 20–70
- водородный показатель, рН 7–9
- пластическая вязкость η , мПа•с, не более 25
- динамическое напряжение сдвига τ_0 , дПа, не менее 80
- содержание твердой фазы без учёта хлоридов, об %, не более 15
- коэффициент трения, $k_{тр}$, не более 0,05

Был проведен анализ на 10 горизонтальных скважинах пробуренных на месторождении Западной Сибири (пласт АС4-8), были проанализированы параметры применяемого бурового раствора для горизонтального участка. Пласт АС₄₋₈ характеризуется чередованием алевролитов с глинами. Насыщенность пласта меняется от чисто газовой зоны до чисто водяной зоны. Прослой между газонасыщенной и нефтенасыщенной частями пласта изменяются в интервале 0,6–5,2 м. Прослой между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта изменяются в интервале 0,6–8,0 м. Среднеэффективная нефтенасыщенная толщина 4,9 м. В таблице 2 представлены параметры используемых буровых растворов по 10 скважинам на начало и конец бурения горизонтального участка.

Таблица № 2

Параметры используемых буровых растворов

№	Параметры бурового раствора на начало бурения							
	Плотность ρ , кг/м ³	Условная вязкость T , сек	Водоотдача V , см ³ /30 мин	Водородный показатель, рН	Пластическая вязкость η , сПз	ДНС t_0 , дПа	СНС (10 сек /мин), дПа	содержание твердой фазы t_f , %
1	1100	62	5	10	25	129,6	36/48	-
2	1120	36	6	7	18	52,8	15/30	-
3	1100	58	5,2	10	21	115,2	43/78	-
4	1110	65	3,2	10	19	148	50/76	-

5	1120	50	5	10	15	129	52/72	-
6	1070	45	6	10	15	96	30/59	-
7	1120	43	5,2	9	15	110	38/57	-
8	1100	43	4,8	10	15	100	38/48	-
9	1100	44	6	9	17	62	24/48	-
10	1120	36	6	7	18	52	15/30	-
Параметры бурового раствора на конец бурения								
1	1120	35	5	9	15	124,8	28/38	4
2	1120	56	5	9	18	105,6	30/72	5
3	1110	60	5	10	19	115,2	43/70	6
4	1120	44	3,4	9	17	110	36/57	8
5	1120	40	5,4	10	15	129	46/66	10
6	1170	42	4,6	10	16	100	39/61	10
7	1120	40	5,2	10	15	108	43/70	5
8	1120	43	5,2	9	15	110	38/57	6
9	1120	35	5	9	15	124	28/38	5
10	1120	56	5	9	18	105	30/72	5

Были рассчитаны средние значения изменения параметров бурового раствора на начало и конец бурения:

- плотность ρ , г/см ³	0,13
- условная вязкость T , с	11,5
- водоотдача, V , см ³ /30 мин,	0,56
- статическое напряжение сдвига, СНС, дПа:	
- за 10 с	7,6
- за 10 мин	16,1
- водородный показатель, рН	0,8
- пластическая вязкость η , мПа•с,	1,7
- динамическое напряжение сдвига τ_0 , дПа,	22,38
- среднее содержание твердой фазы t_f , %	6,4

Раствор имеет в своем составе компоненты, позволяющие регулировать на необходимом уровне ингибирующие, стабилизирующие, смазочные, гидрофобизирующие и поверхностно-активные свойства. Раствор, обладая комплексом положительных физико-химических и реологических свойств, обеспечивает устойчивость ствола, предотвращает диспергирование и сохраняет естественную проницаемость коллектора за счет минимальной репрессии и поверхностной коагуляции продуктивного пласта. Главным в проблеме этого раствора с содержанием твердой фазы является не его приготовление, а предотвращение обогащения выбуриваемой породой. Поэтому, наряду с повышением требований к ингибированию, а также к тщательной и достаточно тонкой очистке от выбуренной породы с помощью отстойников, гидроциклонов и центрифуг, особое значение приобретает обработка реагентами селективного действия, стабилизирующими высокодисперсную глинистую фазу и флокулирующими грубодисперсную фракцию. Необходимость поддерживать высокую плотность буровых растворов влечет за собой увеличение содержания твердой фазы (карбонатно-

го или баритового утяжелителя), что, в свою очередь, увеличивает толщину глинистой корки и опасность возникновения прихвата. Кроме того, значительно увеличивается время на проработку ствола скважины. Высокие показатели ДНС в применяемом растворе создают удовлетворительную гидротранспортировку шлама из скважины на дневную поверхность, а также предотвращают выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе. Значение пластической вязкости должно быть не высоким по отношению к ДНС, так как их отношение (τ_0/η) показывает коэффициент пластичности бурового раствора. С ростом этого коэффициента увеличивается транспартирующая способность потока, а также гидродинамическое давление струй бурового раствора, выходящих из насадок долота, что способствует росту механической скорости бурения. При бурении скважин с горизонтальным окончанием необходимо очень ответственно подходить к выбору типа промывочной жидкости и ее компонентного состава, а также к организации постоянного контроля за параметрами облагороженного бурового раствора, своевременного и легко управляемого регулирования его свойств.

Основные выводы:

1. Для бурения горизонтальных участков скважин на месторождениях Западной Сибири применяется хлоркалийевый буровой раствор и его модификации.
2. Раствор ХКР соответствует требованиям к растворам для бурения горизонтальных участков скважин, и показывает высокие показатели на практике.
3. Все параметры бурового раствора с начала и до конца бурения подверглись изменению, и не все значения соответствуют рекомендованному диапазону.

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

МОДЕЛИРОВАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЗОНЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

Грошев А.Ю.

Тюменский индустриальный университет

В процессе массообменных взаимодействий фильтрата промывочной жидкости с составляющими коллектор веществами происходит изменение общей минерализации дисперсионной среды, а из-за гидратации гидрофильной породы изменяется текущая водонасыщенность, эффективная проницаемость и пористость. На разделах жидкой и твердой фаз появля-

ются адсорбционные силы и силы прилипания, возникают поверхности свободной энергии, изменяется поверхностное натяжение.

Процесс гидратации приводит к присоединению воды к глинистой составляющей скелета породы-коллектора и ее набуханию, сорбция ионов на поверхности породы – к обеднению, а десорбция – к обогащению определенными солями фильтрата промывочной жидкости.

Рассмотрим процессы, протекающие при фильтрации в породе, и опишем их математически.

1. Образование труднорастворимых осадков в порах и трещинах

Химические взаимодействия в коллекторах обусловлены присутствием карбонатов кальция и магния в составе пород. В зависимости от химического состава фильтрата промывочной жидкости возможно протекание различных реакций, приводящих к растворению пород либо образованию труднорастворимых осадков.

Пусть в реакции участвует m молей ионов типа M и n молей ионов типа N , и при этом образуется новое соединение $M_m N_n$. Тогда реакцию образования осадка в общем виде можно представить следующим уравнением:



Условие возможности образования осадка при любых задаваемых концентрациях ионов следующее:

$$[M]^m \cdot [N]^n \geq PP_{M_m N_n} \quad (2)$$

где $[M]$, $[N]$ – равновесные концентрации ионов – участников реакции, моль/л; n , m – коэффициенты в уравнении реакции; $PP_{M_m N_n}$ – произведение растворимости продукта реакции по справочным данным, моль/л.

Продукт реакции выпадает в осадок при соотношении, согласно которому произведение концентраций ионов в степенях, равных их стехиометрическим коэффициентам, больше произведения растворимости продукта.

2. Набухание глинистых пород

Величина набухания пород в различных средах может быть установлена экспериментально на приборе Жигача-Ярова. Зная эту величину, можно рассчитать конечную пористость породы.

$$m_{кон} = (1 - (\beta \cdot (1 - m_{нач}))) \quad (3)$$

где $m_{нач}$ – коэффициент пористости до набухания, д. ед; β – коэффициент набухания, д. ед.

3. Адсорбция реагентов на поверхности породы

Чем выше у элемента, входящего в состав породы, сродство к электрону и ниже сродство к протону, тем лучше он сорбирует органические вещества.

Таким образом, сорбция на минералах глин, цементов, мела, песков в основном идет по центрам, содержащим такие элементы, как Si, Al [1].

Для определения величины адсорбции органических реагентов рассчитывается безразмерный температурный показатель $A_{ад}$ (при температуре от 20 до 100 °С) [2].

$$A_{ад} = \frac{S \cdot M_{ПЗ} \cdot N \cdot C_n \cdot 10^{17} \cdot N}{S_A \cdot M \cdot C_T} \cdot e^{-\frac{\Delta G}{Rt}} \quad (4)$$

где S_M – посадочная площадка молекулы полимера, м²/г; $M_{ПЗ}$ – молярная масса структурного звена полимера, г/моль; N – степень полимеризации; C_n – концентрация полимера в растворе, г/100 мл; S_A – удельная поверхность адсорбента, м²/г; M – молярная масса адсорбента, г/моль; C_T – концентрация адсорбента, г/100 мл; ΔG_0 – стандартная свободная энергия адсорбции, Дж/моль; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); t – температура, К.

Для расчета коэффициента адсорбции при температурах свыше 100°С необходимо дополнительно учитывать константу молярного превышения точки кипения раствора.

4. Образование граничных слоев воды

В результате адсорбции на границе раздела твердое тело – жидкость, образуются граничные слои жидкости, свойства которых отличны от тех, которые в объеме. Характер влияния ионов на структуру такой пленочной адсорбированной воды зависит от их радиуса, заряда, конфигурации и строения электронной оболочки. Установлено два случая воздействия ионов. Они либо связывают ближайшие молекулы воды, при этом структура пленки упрочняется, либо увеличивают подвижность молекул воды, структура пленочной воды при этом разрушается [1].

Такие электролиты, как Na_2CO_3 , $Al_2(SO_4)_3$, K_2CO_3 , Na_2SO_4 снижают глубину проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Электролиты типа KJ , $KAl(SO_4)_2$, $AlCl_3$, $MgCl_2$ наоборот, способствуют снижению вязкости фильтрата и повышают его подвижность, тем самым глубина проникновения жидкости увеличивается.

Чем больше становится концентрация электролита в поре, тем меньше толщина двойного электрического слоя (ДЭС). Взаимосвязь толщины ДЭС с другими его параметрами без учета реальных размеров ионов выражается формулой [2]:

$$\delta_{дэс} = \frac{1}{2F} \cdot \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot R \cdot t}{\pi \cdot C_0 \cdot (z_1 + z_2)}}, \quad (5)$$

где C_0 – концентрация свободного раствора, моль/л; ε – диэлектрическая проницаемость раствора; z_1, z_2 – валентности катионов и анионов в свободном растворе; F – постоянная Фарадея.

Если свободный раствор содержит несколько солей, в формулу (5) вместо $C_0 \cdot (z_1 + z_2)$ подставляют выражение $\sum C_i z_i$ – ионную силу раствора, в котором суммируются произведения молярной концентрации на валентности каждого иона, присутствующего в растворе.

В поровых каналах конечного размера реальное значение $\delta_{дэс}$ будет значительно отличаться от теоретического, благодаря электростатическому отталкиванию катионов диффузного слоя, расположенных на противоположных элементах поверхности канала с любой геометрией сечения. Для щелевидного сечения предложена следующая формула для расчета реального значения $\delta_{дэс.щ}$:

$$\delta_{дэс.щ} = \delta_{дэс} - \frac{2 \cdot r}{2 \cdot [\exp(h/(2 \cdot \delta_{дэс})) - 1]}, \quad (6)$$

где $\delta_{дэс}$ – величина, вычисленная по формуле (5). r – ширина щели, м; h – протяженность щели, м.

Формулу (6) можно использовать для оценки величины ($\delta_{дэс.щ}$) в цилиндрическом капилляре, подставив вместо ширины щели удвоенный радиус [2].

Все рассмотренные выше химические процессы обобщены в таблице 1, в которой отобраны наиболее значимые существенные факторы, влияющие на изменение структуры порового пространства коллектора.

К наиболее существенным значимым управляемым факторам отнесены химический состав бурового раствора, его рН и величина краевого угла смачивания на границе нефть – фильтрат, поскольку они могут регулироваться изменением его химического состава. Неуправляемые факторы: химический состав нефти и остаточной воды в пласте, химический состав породы и глинистого цемента, а также его коллоидальность.

Для того чтобы правильно учитывать влияние каждого фактора на породу коллектора при фильтрации, был разработан специальный алгоритм, основанный на различии в скоростях происходящих процессов.

Так, за время мгновенной фильтрации предположительно в первую очередь происходит взаимодействие фильтрата с пластовыми флюидами, а затем с гидрофильной породой. При определенных условиях может произойти выпадение нерастворимых осадков в каналах пласта и их сужение.

При контакте фильтрата бурового раствора и породы протекают процессы адсорбции, которые приводят к накоплению на поверхности стенок каналов полимерной пленки.

Если в составе породы коллектора присутствует глинистый цемент, то возможно дополнительно его набухание.

Одновременно с осадкообразованием протекает процесс образования водных пленок на поверхности породы. Их толщина может значительно из-

меняться из-за набухания глинистого цемента и адсорбции реагентов на породе, поэтому данный процесс необходимо учитывать в последнюю очередь. Для коллекторов с проницаемостью $k_{пр} > 0,5 \times 10^{-12} \text{ м}^2$ образование граничных слоев воды оказывает незначительное влияние на изменение структуры порового пространства и в расчетах данным процессом можно пренебречь [1].

На основании вышеизложенного алгоритм расчета можно представить следующим образом:

а) По формуле (2) проверяется возможность выпадения нерастворимых осадков при взаимодействии фильтрата бурового раствора и пластовой воды, затем расчет их возможного количества. Данное явление сильно влияет на эффективный радиус поровых каналов.

б) На основании данных о составе пород определяется коэффициент набухания пород, и по формуле (3) рассчитывается конечная пористость.

в) По формуле (4) рассчитывается количество реагентов, адсорбирующихся на поверхности породы. Это позволит узнать изменение концентрации реагентов в фильтрате бурового раствора.

г) С учетом данных, полученных в п.п.а – в, по формулам (5) – (6) производится расчет толщины образовавшихся граничных слоев воды и, следовательно, конечный радиус поровых каналов.

Данный алгоритм применили для оценки ухудшения коллекторских свойств пласта Ач₃ Верхненадымского месторождения для пресного бурового раствора. В результате набухания пород проницаемость пласта уменьшается на 18 %, пористость на 48 %. Потери полимеров в результате адсорбции на шламе составляют 0,4 % от их начального количества. Толщина поверхностных пленок воды увеличивается на 21 %. В результате всех этих явлений проницаемость пласта снижается почти на 96 %.

Выводы:

Разработанная модель удовлетворяет следующим требованиям:

- 1) адекватно описывает механизм изменений химических свойств пласта в околоскважинной зоне;
- 2) имеет набор установленных петрофизических характеристик;
- 3) позволяет проводить инженерное обобщение установленных фактов и прогнозировать в удобной форме необходимые технологические параметры.

Список литературы

1. Мавлютов М.Р., Полканова А.В., Нигматуллин А.Г., Горонович А.Н., Крысина Т.Н., Муфазалов Р.Ш. Шавалеев В.Щ. Физико-химическая кольматация истинными растворами в бурении. – М.: Обзор/ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. (ВИЭМС), 1990.

2. Михайлов Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. – М.: Недра, 1987.

Научный руководитель – Нурмакин А.В., канд. техн. наук, доцент

ОБРАТНАЯ ПРОМЫВКА КАК СРЕДСТВО РАЗРУШЕНИЯ ШЛАМОВЫХ ДЮН В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Карасёв С.И.

Тюменский индустриальный университет

Результаты теоретических, экспериментальных исследований и промысловые испытания позволили сформулировать ряд выводов об условиях образования и предупреждения осложнений процесса бурения и повысить научно-технический уровень проектных решений. При проектировании технологии проводки наклонно направленной и горизонтальной скважин рекомендуется разделять их профиль на четыре участка:

- 1) условно-вертикальный – с углами наклона до 15° ;
- 2) наклонный – с углами наклона от 15 до 40° ;
- 3) наклонный – с углами наклона от 40 до 60° ;
- 4) условно-горизонтальный – с углами наклона от 60 до 90° .

На условно-горизонтальном участке скважины с зенитными углами от 60 до 90° формирование шламовой дюны происходит очень быстро, особенно при структурном (ламинарном) режиме движения потока. В этом интервале шламовая дюна стационарна и остается на месте при остановке циркуляции. Для предотвращения образования дюны необходимо увеличить объемную скорость восходящего потока как минимум в 2-3 раза по отношению к скорости восходящего потока в вертикальных скважинах, при прочих равных условиях следует создать турбулизацию потока. Сформировавшуюся дюну в интервале с зенитными углами $60-90^\circ$ невозможно разрушить без механического воздействия на нее бурильной колонной или долотом при одновременном турбулентном режиме движения потока бурового раствора. Автором [1] было сформулировано условие отрыва частицы шлама от стенки скважины потоком жидкости:

$$F_n(\vartheta_{cp}) - mg\cos\alpha = \mu(mg\sin\alpha - F_n(\vartheta_{cp})).$$

где F_n – сила лобового сопротивления, действующая по направлению потока; v_{cp} – средняя скорость потока; F_n – подъемная сила, обусловленная градиентом скорости потока на границе частицы; m – масса частицы; g – ускорение свободного падения; α – угол наклона оси скважины к вертикали (зенитный угол); μ – коэффициент трения скольжения частицы шлама.

Следует отметить, что уравнение получено для условия полного смачивания поверхности частицы (полного омывания), т.е. на частицу действует архимедова сила. Когда частица выбуренной породы находится в скоплениях, то ее нижняя поверхность не смачивается жидкостью и выталкивающая сила на нее не действует (частица не плавает). В этом случае действу-

ет гидростатическая сила, равная ρgh , которая придавливает частицы к стенке скважины. Этим в первом приближении можно объяснить необходимость механического воздействия на шламовые скопления, чтобы перевести частицы во взвешенное состояние и вынести потоком жидкости.

Толщина образовавшейся дюны может увеличиваться до тех пор, пока растущая одновременно с ней скорость потока над дюной не возобновит локальное перемещение частиц. В легко размываемых пластах с высоким коэффициентом кавернозности, вскрытых условно-горизонтальным интервалом скважины, описанные выше процессы, протекают очень интенсивно. Возрастает опасность возникновения осложнений в виде затяжек и прихватов бурильного инструмента. Особенности забойных двигателей, в том числе и винтовых, применяющихся для бурения участков с зенитными углами $60-90^\circ$, не могут обеспечить качественной очистки ствола скважины по причине фиксированных объемных характеристик. В то же время способ роторного бурения, не имеющий этого недостатка, предопределяет сложность навигации, опасность желобообразования и др. Все это делает оптимальным вариант периодического проведения специальных технологических операций по очистке ствола скважины от выбуренной породы.

Особенности очистки от шлама наклонного ствола на различных участках и в зависимости от литологического разреза должны учитываться уже на стадии проектирования профиля наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Экспериментальные и аналитические исследования показали, что необходимым условием выноса шлама на дневную поверхность при бурении наклонно направленной и горизонтальной скважин является обеспечение форсированного режима прямой циркуляции. Расчеты показывают, что для обеспечения скорости восходящего потока, в 3 раза большей, чем в вертикальной скважине диаметром 295,3 мм, необходимо создать практически недостижимую производительность буровых насосов до $120 \text{ дм}^3/\text{с}$. Кроме того, как показали проведенные исследования, даже очень высокие скорости восходящего потока не обеспечивают полного разрушения шламовой дюны и выноса всей выбуренной породы на дневную поверхность. Анализ способов очистки ствола скважины показал, что они или не решают задачу очистки ствола наклонной скважины при наличии неустойчивых пластов, или сложны и дороги [2,3].

С целью повышения эффективности очистки ствола скважины и предупреждения осложнений автором [4] разработаны и применены новая технология и схема обвязки бурового оборудования, обеспечивающие качественную очистку ствола скважины от шлама при меньшей (технически возможной) производительности буровых насосов (рис. 1).

Бурение наклонных и горизонтальных стволов скважин осуществляется с максимально возможной подачей буровых насосов, соответствующей объемной характеристике забойного двигателя, а для выноса выбуренной

породы, накопившейся на нижней стенках наклонно направленной и горизонтальной скважин при достижении зенитного угла более 40° , проводятся технологические операции в следующей последовательности. После бурения 25–100 м горных пород в зависимости от пространственных параметров ствола и литологических особенностей горных пород интервала в скважину спускается бурильная колонна с долотом, центральный промысловый канал которого выполнен в виде конфузора, до верхней части интервала расположения шламовой дюны.

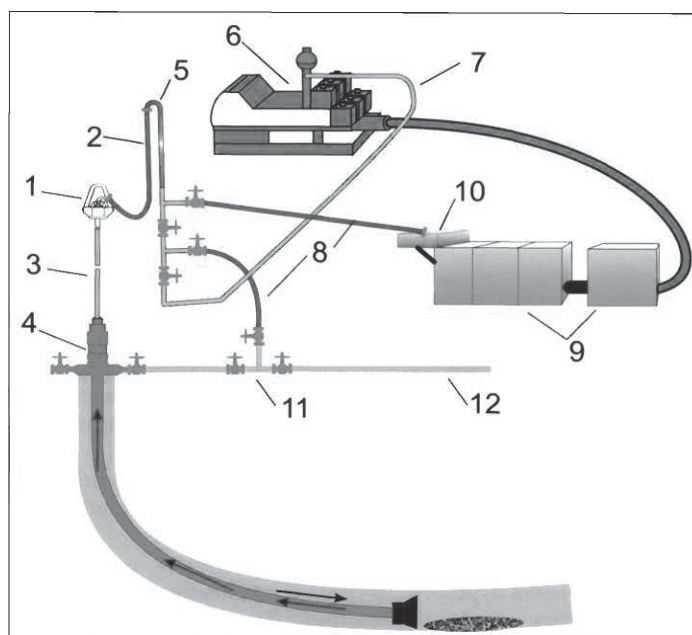


Рисунок 1 – Технологическая схема обвязки оборудования для качественной очистки наклонного и горизонтального стволов скважин от шлама: 1 – вертлюг; 2 – буровой рукав; 3 – ведущая труба; 4 – превентор; 5 – стояк; 6 – буровой насос; 7 – манифольд; 8 – буровой рукав; 9 – емкость; 10 – вибросито; 11 – блок задвижек; 12 – отвод ПВО; 13 – шлам

Шламовая дюна разрушается путем механического воздействия на нее долотом (расхаживание) с одновременной обратной промывкой и транспортируется на дневную поверхность по бурильной колонне со скоростью восходящего потока в 3–6 раз большей, чем при бурении. Так как форма шламовой дюны имеет тенденцию к выполаживанию в направлении течения жидкости, изменение направления потока положительно сказывается на ее разрушении обратными токами. При этом расход бурового раствора остается неизменным, равным расходу при бурении забойным двигателем.

Транспортировка шлама осуществляется через ведущую трубу при закрытом на гладкой части бурильной трубы универсальном превенторе с плавной подачей долота сверху вниз. При этом в затрубном пространстве нисходящий поток движения бурового раствора остается ламинарным, а в бурильной колонне – турбулентным.

Таким образом, осуществление обратное промывки позволяет очистить горизонтальный ствол скважины без образования шламовых дюн, при этом производительность буровых насосов не превышает технологически регламентированную.

Список литературы

1. Лихущин А.М. Гидродинамические методы повышения эффективности строительства скважин в неустойчивых породах / А.М. Лихущин. – М.: [б. и.], 2012. – 163 с.
2. А. с. 2026954 СССР, МКИ 5 Е 21 В 21/00. Способ промывки наклонно-горизонтальной скважины./Никонов В.А., Львова И.В.(СССР). № 5041416/03; Заявлено 08.05.92;опубликовано 20.01.95;
3. А. с. 1823559 СССР, МКИ 5 Е 21 В 21/00. Способ очистки ствола скважины от шлама / В.А. Хурдушев, Н.И. Андрианов, А.М. Мушаилов (СССР). № 46528455/03; Заявлено 20.02.89; Непубликуемое.
4. Лихущин А. М., Тагиров К. М., Нифантов В. И. Очистка скважины от шлама при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин./ Техника и технология вскрытия продуктивных пластов при депрессии на пласт. // – М., ИРЦГазпром.-1998.

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Карасёв С.И., Мирзоев В.Ш., Озоль М.А.
Тюменский индустриальный университет

Многие осложнения, возникающие при бурении сильно искривленных скважин, так или иначе, связаны с применяемым буровым раствором. Плохая очистка ствола скважины, избыточный крутящий момент, сопротивление расхаживанию бурильной колонны, зашламление ствола, прихваты бурильного инструмента, нарушение устойчивости стенок скважины, потеря циркуляции, кольматация пристволевой зоны, плохое качество цементирования, осложнения при спуске каротажного инструмента на стальном канате и другие проблемы могут быть следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения.

Опыт бурения горизонтальных скважин, скважин с резким изменением направления ствола и дренажных скважин показал, что, прежде всего, необходимо решать основные проблемы, характерные для всех типов скважин, и лишь потом заниматься вопросами, имеющими непосредственное

отношение к сильно искривленным скважинам. Несмотря на то, что много работ посвящено осложнениям в сильно искривленных скважинах, мы остановимся здесь на значении правильного выбора бурового раствора. В работе рассмотрено исследование некоторых основных параметров буровых растворов, а также приведены рекомендации по устранению осложнений. В числе этих вопросов – выбор типа бурового раствора, его плотность, вязкость, прочность геля, водоотдача, смазывающая способность. Информация основана на промысловом опыте, проведенных исследованиях и специальном изучении проблем местного и общего характера, возникающих при бурении сильно искривленных скважин.

Результатом исследования очистки ствола и осложнений, возникающих при бурении скважин большого и малого диаметра на месторождениях Западной Сибири с использованием буровых растворов без содержания твердой фазы, явились разработка новых рецептур и добавок к буровым растворам и усовершенствование технологии бурения.

Наклонно-направленное бурение и горизонтальное бурение с большим отходом забоев скважин от вертикали имеет аспекты, обусловленные геологическими, технико-технологическими и организационными особенностями каждого объекта строительства. Поэтому для достижения высоких показателей качества проводки наклонно-направленных скважин с большим отходом забоев от вертикали и с горизонтальным окончанием ствола необходимо использовать комплексный подход к решению задач оптимизации процессов их строительства. Технология промывки скважин влияет на расходы, превышающие 60% прямых затрат на их строительство. Таким образом, вопросы, связанные с совершенствованием технологии промывки горизонтальных скважин, весьма актуальны, так как свойства промывочной жидкости, ее компонентный состав и гидравлика промывки ствола в значительной степени определяют технико-экономические показатели и качество строительства таких скважин.

Основные проблемы при бурении сильно искривленных боковых скважин на месторождениях Западной Сибири:

- сложные геологические условия, в частности, высокие забойные температуры (свыше 95°C) и давления;
- большие зенитные углы свыше 40° (исходя из задания заказчика);
- длина бокового ствола часто превышает 800 м при глубине бурения в среднем 3100 м.

Для выполнения этой программы требуется реализовать следующие критерии: забойное давление, обеспечение максимальной скорости проходки, работы забойного двигателя и системы измерений в процессе бурения, реологические и структурно-механические свойства промывочной жидкости, минимальный размыв стенок скважины и др. Несмотря на достигнутые успехи, основанные на проведении большого числа исследований, обобщении и распространении передового отечественного и зарубеж-

ного опыта при строительстве скважин, проблема их очистки остается предметом постоянных дискуссий в отрасли.

В качестве базовых для исследования рассматривались растворы, ранее применявшиеся для бурения горизонтальных и сильно искривленных участков скважин, в частности безглинистый карбонатный полимерсолевой, полигликолевый полисахаридный карбонатный гидрофобизирующий и эмульсионный полисахаридный карбонатный солевой раствор[1]. Приготовление этих растворов осуществляется на основе технической (пресной) воды, а также на технической минерализованной воде. Растворы имеют в своем составе компоненты, позволяющие регулировать на необходимом уровне ингибирующие, стабилизирующие, смазочные, гидрофобизирующие и поверхностно-активные свойства. Растворы, обладая комплексом положительных физико-химических и реологических свойств, обеспечивают устойчивость ствола, предотвращают диспергирование и сохраняют естественную проницаемость коллектора за счет минимальной репрессии и поверхностной коагуляции продуктивного пласта.

Главным в проблеме этих растворов с содержанием твердой фазы является не их получение, а предотвращение обогащения выбуриваемой породой. Поэтому, наряду с повышением требований к ингибированию, а также к тщательной и достаточно тонкой очистке от выбуренной породы с помощью отстойников, гидроциклонов и центрифуг, особое значение приобретает обработка реагентами селективного действия, стабилизирующими высокодисперсную глинистую фазу и флокулирующими грубодисперсную фракцию.

Большая плотность буровых растворов влечет за собой увеличение содержания твердой фазы (карбонатного или баритового утяжелителя), что, в свою очередь, увеличивает толщину глинистой корки и опасность возникновения прихвата. Кроме того, значительно увеличивается время на проработку ствола скважины.[2]

Исходя из требований к растворам для бурения горизонтальных скважин[3], принимаем следующие значения основных параметров, которые представлены в табл. 1.

Таблица № 1

Граничные параметры бурового раствора

Параметр	Значение
ρ	1,10-1,20 г/см ³
УВ	25-45 с
τ_0	60-120 дПа
η	15-30 мПа·с
ПФ	< 4

После приготовления раствора и замера его параметров были получены следующие данные, которые представлены в табл. 2.

Таблица № 2

Параметры базового раствора

Параметр	Величина
Плотность, кг/м ³	1,16
Показатель фильтрации, см ³ /30мин.	3,5
Условная вязкость, с	33
Динамическое напряжение сдвига, дПа	74
Пластическая вязкость, мПа·с	28
Коэффициент пластичности	264
pH	7
СНС _{1/10} , дПа	12/20
КТК ₅	0,1095
КТК ₁₀	0,1139
КТК ₁₅	0,1228

Кроме того, удалось увеличить плотность раствора до 1,30 г/см³ без добавления твердой фазы за счёт формиата натрия (табл. 3).

Таблица № 3

Зависимость плотности раствора от содержания формиата натрия

Содержание	Параметры раствора				
	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек.	ПФ, см ³ /30мин	pH	Толщина фильтрационной корки, мм
Базовый раствор	1,16	33	3,5	7	0,1
Базовый раствор+10% формиата натрия	1,21	33	3,4	7	0,1
Базовый раствор+20% формиата натрия	1,24	37	3,2	7	0,1
Базовый раствор+40% формиата натрия	1,30	40	3	7	0,1

Применение разработанной технологии очистки ствола скважины растворами с добавлением формиата натрия позволило:

- без увеличения подачи насосов повысить скорость движения восходящего потока бурового раствора в 2,5-5,5 раза за счет уменьшения площади сечения бурильной колонны по отношению к площади кольцевого пространства;
- снизить силы сопротивления движению шлама, так как коэффициент трения скольжения породы о металл много меньше коэффициента трения скольжения породы о глинизированную стенку скважины;
- интенсифицировать восходящий поток жидкости, сохранив структурный режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве, предотвратив тем самым неизбежный размыв стенок скважины и возможные осложнения.

На всех скважинах, где применялся безглинистый крахмально-солевой раствор без содержания твердой фазы, наблюдается значительное сокращение времени на освоение, в среднем на 10%, и превышение дебита скважины в среднем на 20%. Причем данная тенденция наблюдается практически на всех месторождениях, что говорит об эффективности использования исследуемого раствора.

Список литературы

1. Булатов А.И., Пенков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. М.: Недра, 1984, 317 с.
2. Дихтярь Т.Д. Повышение смазочной способности буровых растворов для предупреждения прихватов и улучшение эффективности работы долот при проводке скважин: дисс. канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 1998. 185 с.
3. Проекты на бурение эксплуатационных и разведочных скважин

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Кильдеев Д.Р., Максимова П.В.
Тюменский индустриальный университет

Большая часть осложнений во время бурения происходит из-за некачественной очистки ствола скважины от выбуренной породы, поэтому промывке уделяется большая роль в планировании безаварийной работы скважины. В горизонтальных скважинах около 80% всех прихватов связаны с некачественной очисткой или несоблюдением технологического регламента по промывке скважины в процессе бурения.

Обоснования выбора промывочной жидкости для вертикальных и скважин с горизонтальным окончанием одинаковы. Однако при выборе бурового раствора для горизонтальных скважин некоторые факторы требуют к себе более детального анализа и пристальной проработки.

Одним из наиболее надежных методов выбора промывочной жидкости для горизонтальных стволов является использование такого раствора, который успешно использовался при бурении соседних вертикальных или наклонных скважин при условии его модифицирования.

Важным фактором, влияющим на безаварийное строительство горизонтальной скважины, является вынос шлама на поверхность.

В статье [1] представлена зависимость выносящей способности промывочной жидкости от величины зенитного угла бурильной колонны в скважине. Были четко установлены три диапазона зенитного угла:

0-45° Шлам выносится эффективнее при ламинарном режиме течения жидкости. Выносящая способность улучшается при повышении реологических свойств, особенно динамического напряжения сдвига

45-55° Ни ламинарный, ни турбулентный режимы не имеют преимуществ друг перед другом. В этом диапазоне наблюдалось соскальзывание вниз выбуренной породы.

55-90° Ствол лучше очищается при турбулентном режиме течения.

Повышение реологических свойств не оказывало существенного влияния на несущую способность при турбулентном режиме в любом диапазоне зенитного угла.

На рисунке 1 представлен график, характеризующий минимальную подачу буровых насосов, обеспечивающий очистку скважины на горизонтальном участке скважины диаметром 216 мм (8-1/2"). Из графика видно, что при бурении с раствором плотностью от 1200 до 1400 кг/м³, минимальная подача насоса для качественной промывки горизонтальной скважины должна составлять 23 л/сек для бурения со скоростью 10 м/ч. При бурении с большей скоростью или буровым раствором с другими показателями плотности, необходимо вносить корректировку и прибавлять или убавлять литраж.

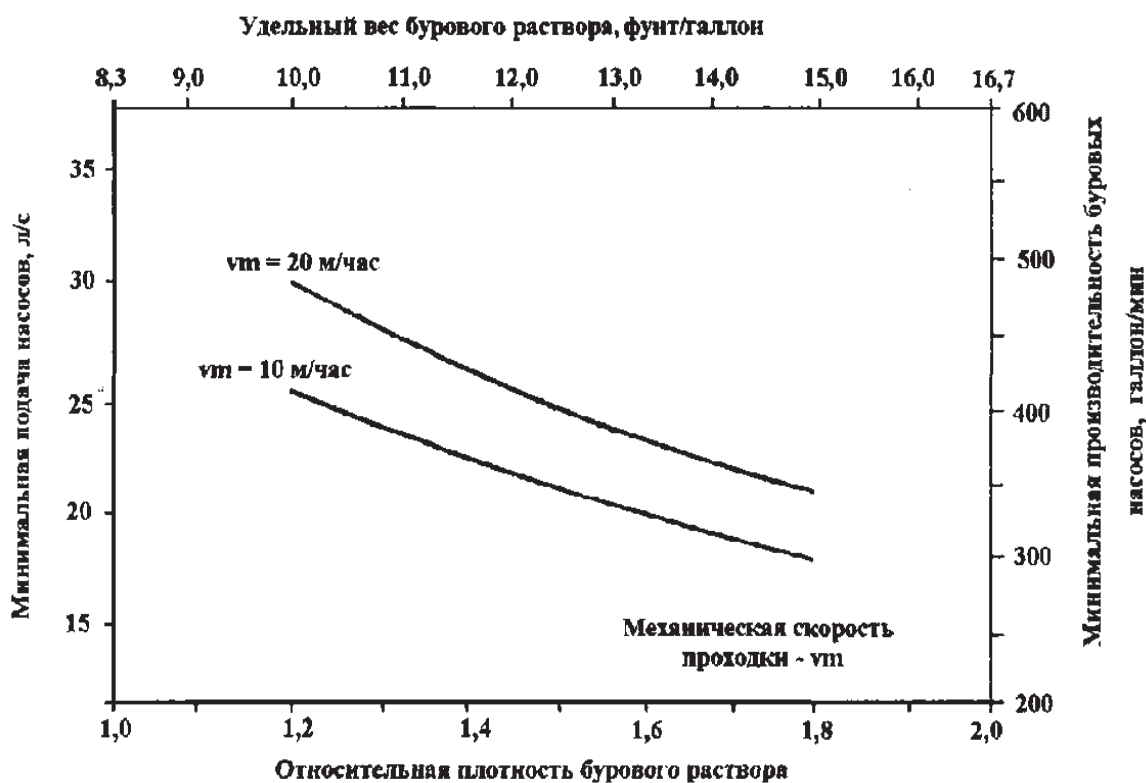


Рисунок 1 – Расход промывочной жидкости, необходимой для выноса шлама из горизонтального ствола Ø 216 мм

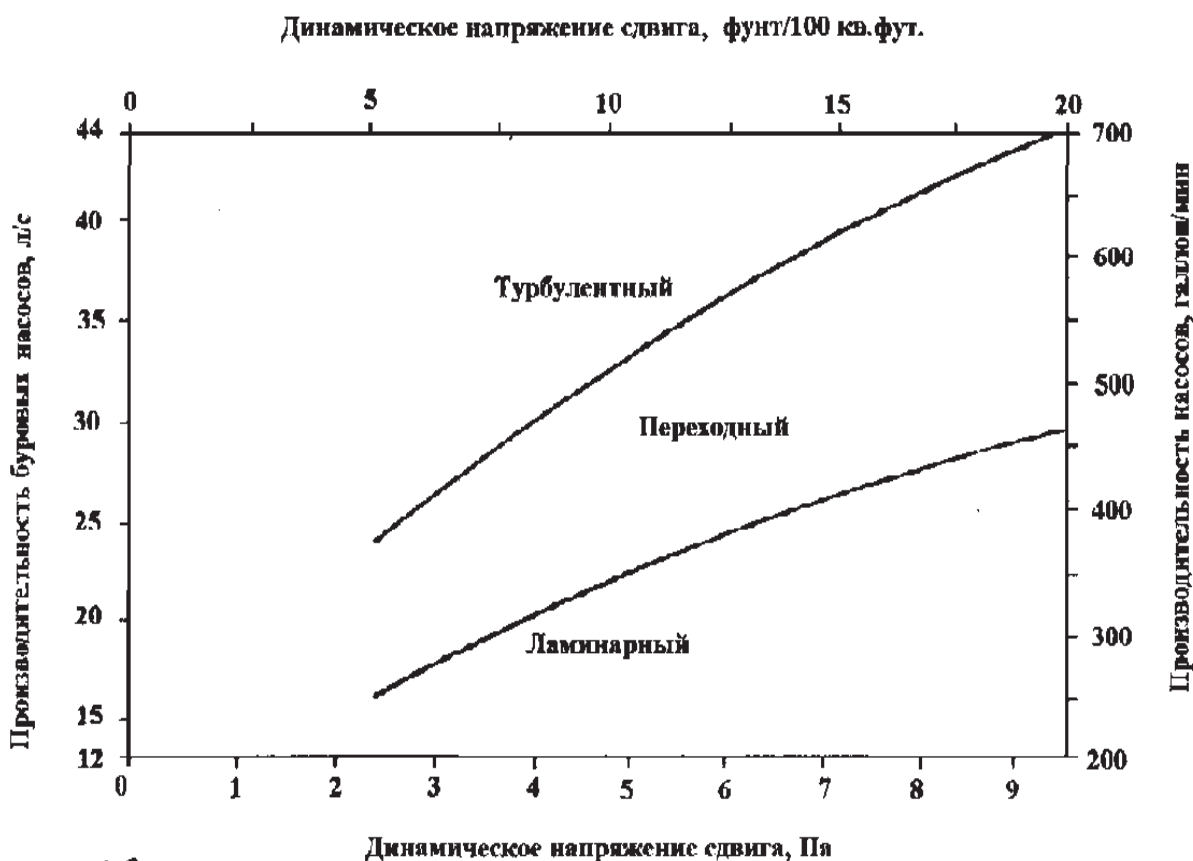


Рисунок 2 – Расчетные режимы течения в скважине Ø 216 мм

На показатель критического расхода жидкости сильно влияет ее динамическое напряжение сдвига. Данные, показанные на рисунке 2, относятся к буровому раствору с плотностью 1600 кг/м^3 . Для того чтобы создать турбулентный режим течения промывочных жидкостей с меньшей плотностью, потребуется более значительный расход потока. Из графика видно, что при нормальном показании расхода (от 25 до 30 л/сек) трудно достичь турбулентного режима течения, если динамическое напряжение сдвигу бурового раствора превышает 5 Па. Несмотря на это, реологические свойства бурового раствора и его статическое напряжение сдвига должны оставаться на уровне достаточном для удержания во взвешенном состоянии утяжелителя. Это особенно важно для тех временных отрезков, когда раствор в скважине остается в покое.

Хотя при турбулентном режиме течения вынос шлама из горизонтального участка улучшается, создание такого режима не является необходимым условием, а иногда турбулентный режим технически недостижим.

Помимо подачи насоса и режима течения жидкости, значительную роль в очистке скважины оказывает скорость вращения колонны бурильных труб. Известно, что чем больше скорость вращения бурильного инструмента, тем лучше производится очистка скважины от выбуренной породы.

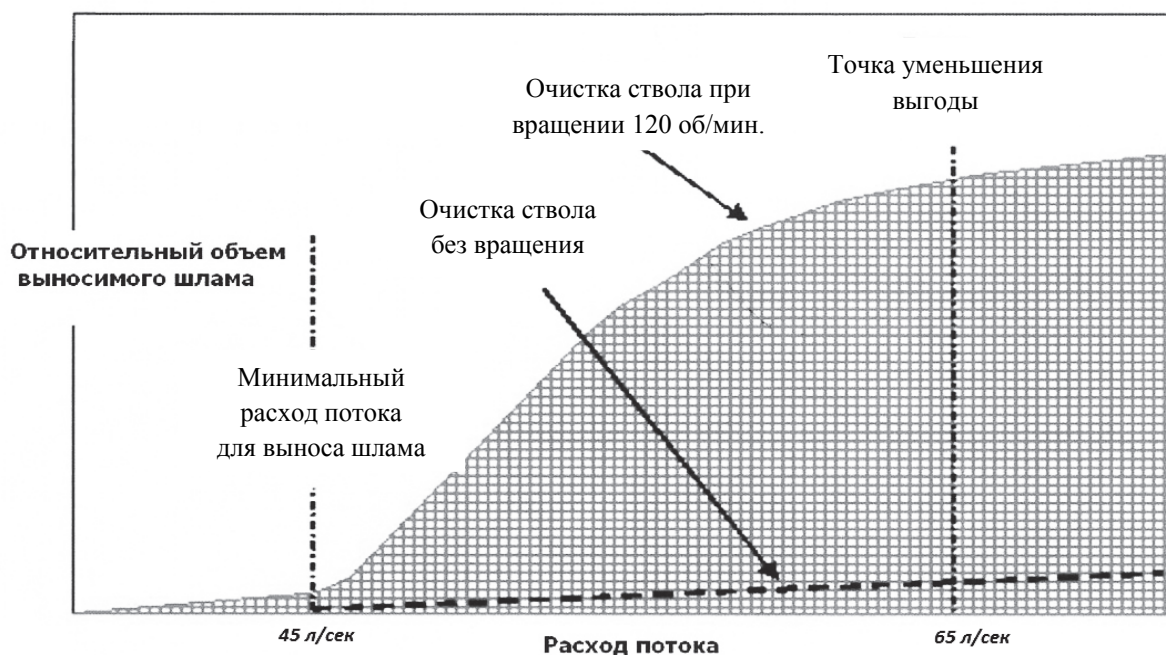


Рисунок 3 – Зависимость объема выносимого шлама от расхода промывочной жидкости с вращением и без

В буровом пособии компании Schlumberger по безаварийной проводке скважин, приведены результаты исследования зависимости расхода бурового раствора при вращении бурильной трубы и без вращения на качество очистки скважины, а так же были определены показатели рентабельности при бурении секции 295,3 мм (рисунок 3).

Для рационального использования производственных мощностей, необходимо использовать показатель P-HAR.

P-HAR (англ. «Pipe-Hole Area Ratio» – «отношение площадей скважина-труба»)- показатель отношения диаметра ствола скважины к диаметру бурильных труб. Является показателем обратной степени центрирования бурильной колонны в скважине.

$$P-HAR = \frac{D_{\text{скважны}}^2}{D_{\text{трубы}}^2} ;$$

Проведя анализ по пробуренным скважинам на Приобском и Тайлаковском месторождениях с бурильными трубами и долотами различного диаметра. При бурении применялись долота 220,7 мм, 155,0 мм и 126,0 мм; буровые трубы с наружным диаметром: 139,7 мм, 127,0 мм, 101,6 мм, 88,9 мм и 73,0 мм. Например, показатель P-HAR для секции 220,7 мм и с использованием труб 101,6 мм равняется 4,72. Было определено, что оптимальный диапазон показателя P-HAR= 3,25-3,75 (степень центрирования от 20% до 27%). Именно при таком отношении диаметра ствола скважины

и параметров бурильной колонны достигаются оптимальные показатели: очистки скважины, трении бурильных труб о стенки скважины, эквивалентной циркуляционной плотности.

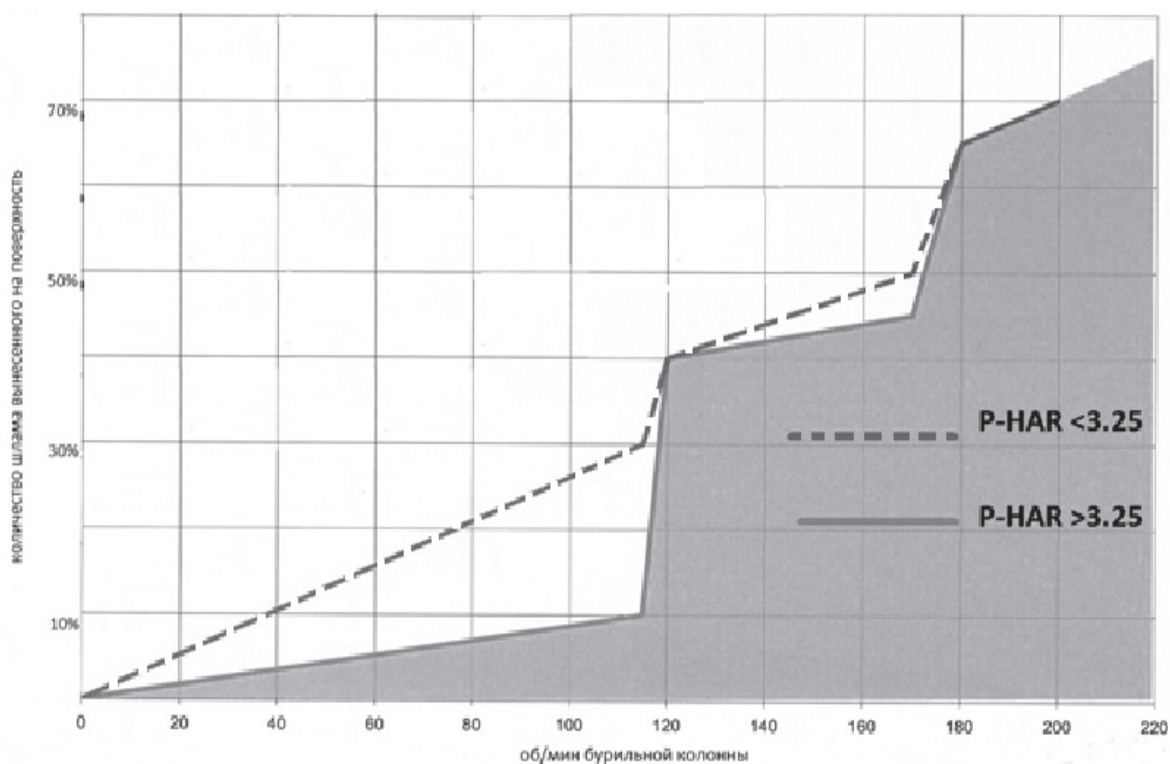


Рисунок 4 – Зависимость количества вынесенной породы от скорости вращения бурильной колонны при производительности насосов 20 л/сек

На практике используется понятие “большой” и “малой” скважины. “Большой” называется та, чей показатель P-HAR > 3,25. При бурении такого ствола, для качественной промывки, используются скорость вращения бурового инструмента (>120 об/мин.) и производительность буровых насосов (от 30 л/сек.). При P-HAR ≤ 3,25 минимальные значения данных параметров ниже.

Опираясь на полученные данные анализа, была выведенная модель зависимости количества вынесенной на поверхность породы от скорости вращения бурильной колонны. Показатели выноса шлама на поверхность выше при соответствующей скорости вращения колонны бурильных труб, чем при P-HAR>3.25. (рисунок 4) [2]

Оптимальную частоту $N_{\text{опт}}$ вращения бурильной колонны при бурении горизонтального ствола рекомендуется выбирать в зависимости от параметра P-HAR по правилу:

если $3,25 < P-HAR$, то $120 \text{ об/мин} \leq N_{\text{опт}} \leq 180 \text{ об/мин}$;

если $P-HAR < 3,25$, то $100 \text{ об/мин} \leq N_{\text{опт}} \leq 160 \text{ об/мин}$. [3]

Таким образом, можно заключить, что на качественную проводку горизонтальной скважины влияют множество факторов, которые должны быть тщательно изучены и проанализированы еще на стадии создания проекта на бурение. Лабораторные исследования могут различаться с показателями, полученными в результате практического опыта на месторождении в связи с многими факторами – качеством оборудования, человеческим фактором, геологическими аномалиями и др. Однако не принимать научную модель чревато различными непредсказуемыми последствиями, которые в лучшем случае приведут к осложнению в процессе бурения, а в худшем – к аварии и захоронению оборудования, затратам денежных и временных ресурсов.

Список литературы

1. С. Окражи и Дж. Азара, Публикация 19535 «Реологические свойства бурового раствора» Общество Инженеров-нефтяников, 1986 г.
2. Комманя Schlumberger «Пособие для DD инженеров сегмента D&M по безаварийной проводке скважин» 2015 г.
3. Технологическая группа К&М «Курс по предотвращению прихватов труб» К&М Technology Group TX 77380, 2016 г.

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫВКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Логунов С.В., Постнов П.А.
Тюменский индустриальный университет

За последнее десятилетие мы можем наблюдать значительный рост горизонтальных скважин либо скважин с горизонтальным окончанием. Данная тенденция говорит о том, что нефтяные компании стремятся увеличить объем добычи нефти и газа. Однако проводка горизонтальных скважин имеет ряд особенностей, в частности и промывка горизонтального участка скважины. В данной статье представлены некоторые аспекты особенностей промывки горизонтальных скважин.

В настоящее время промывочная жидкость при бурении горизонтальных скважин выполняет те же функции, что и при бурении вертикальных. Однако в горизонтальных скважинах необходимо уделять внимание следующим свойствам:

- минимальное воздействие бурового раствора на пласт, так как время контакта промывочной жидкости с продуктивным пластом многократно возрастает по сравнению с вертикальными скважинами;

- повышенные смазочные свойства для снижения сил сопротивления движению колонны бурильных труб;
- повышенная способность к выносу шлама в связи с тем, что он находится в основном у лежащей стенки скважины;
- обеспечение устойчивости стенок скважины в связи с повышенными напряжениями на висячей стенке.

Хорошей основой для выбора служит раствор, на основе которого были пробурены соседние, как вертикальные, так и наклонно-направленные скважины. Именно такой раствор служит хорошей базой, но для горизонтальных скважин потребуется его модифицирование.

Удержание твердой фазы во взвешенном состоянии

Удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии в промывочной жидкости, находящейся в скважине необходимо для предотвращения прихватов бурильного инструмента при прекращении циркуляции. Для выполнения этой функции буровой раствор должен обладать тиксотропными свойствами, то есть способностью превращаться при отсутствии движения из золя в гель с образованием структуры, обладающей определенной устойчивостью. Следовательно, между этими двумя функциями должен быть определенный компромисс. Скорость осаждения отдельной частицы зависит от ее размера, плотности и вязкости жидкости. При оценке скорости осаждения, так же, как и при гидравлических расчетах при течении в трубах, используют критерий Рейнольдса для частицы.

Конечная скорость осаждения в жидкости отдельной сферической частицы под действием силы тяжести определяется по закону Стокса:

$$V_s = \frac{2 r^2 g (\rho_p - \rho_f)}{9 \eta}$$

где: r – радиус частицы (м), V_s – установившаяся скорость осаждения частицы (м/с), g – ускорение свободного падения (м/с²), ρ_p – плотность частиц (кг/м³), ρ_f – плотность жидкости (кг/м³), η – динамическая вязкость жидкости (Па·с).

Закон Стокса справедлив только при очень небольших скоростях осаждения. Если скорость увеличивается, ее зависимость от вязкости жидкости и радиуса частиц меняется (табл. 1).

Таблица № 1

Зависимость скорости оседания на один сантиметр от радиуса частиц

диаметр частицы	время оседания
200 мкм	0,05 с
2 мкм	500 с
20 нм	58 дней

Вынос шлама

В статье С. Окражи и Дж. Дж. Азара рассмотрена зависимость качества очистки от величины зенитного угла скважины. Труднее всего обеспечить вынос шлама на горизонтальном участке скважины ($88-90^0$) при большом диаметре ствола. В этих участках часто бывает трудно обеспечить турбулентный режим течения промывочной жидкости, и это может обусловить необходимость применения бурового раствора с повышенными реологическими свойствами.

В работе [6] показано, что повышение реологических свойств совершенно не повлияло на несущую способность при турбулентном режиме при любой реологической модели (рис. 1).

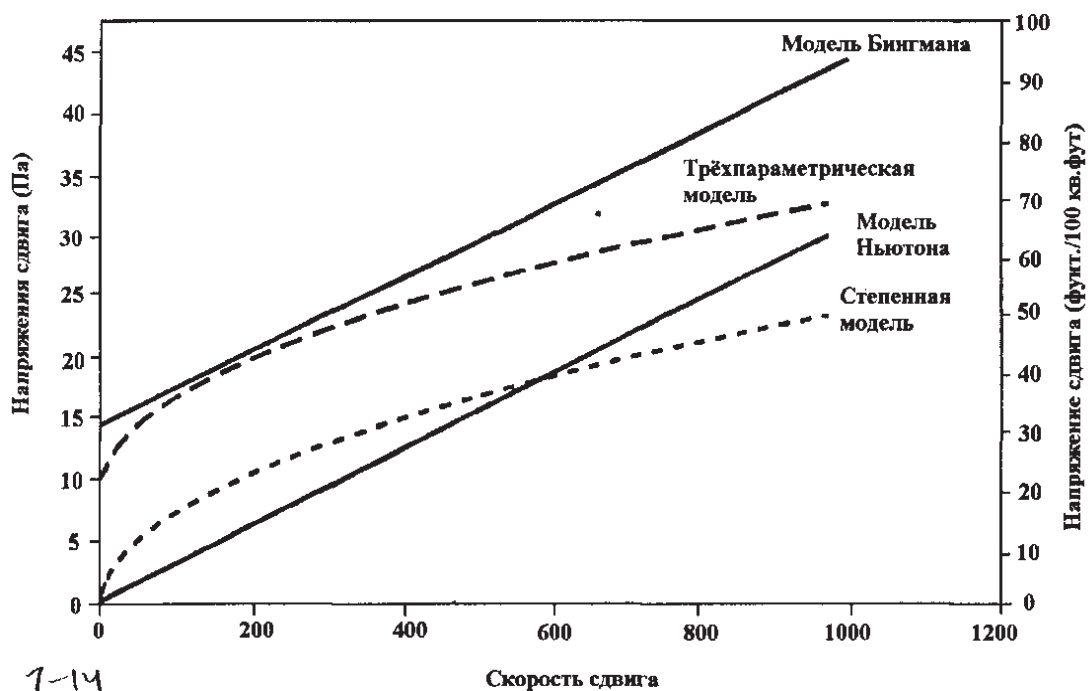


Рисунок 1 – Графическое изображение наиболее известных реологических моделей

По существу это – проблема осаждения частиц в потоке жидкости. Практическое правило таково: если режим течения жидкости в кольцевом пространстве турбулентный, то и режим обтекания падающей частицы тоже будет турбулентным.

На величину критического расхода жидкости сильно влияет ее динамическое напряжение сдвига. Данные, приведенные на рис. 2, относятся к буровому раствору с плотностью 1600 кг/м. Для того, чтобы создать турбулентный режим течения растворов с меньшей плотностью, потребуется более значительный расход потока. Из графика видно, что при нормальном расходе жидкости трудно достичь турбулентного режима течения, если динамическое напряжение сдвигу бурового раствора превышает 5 Па.

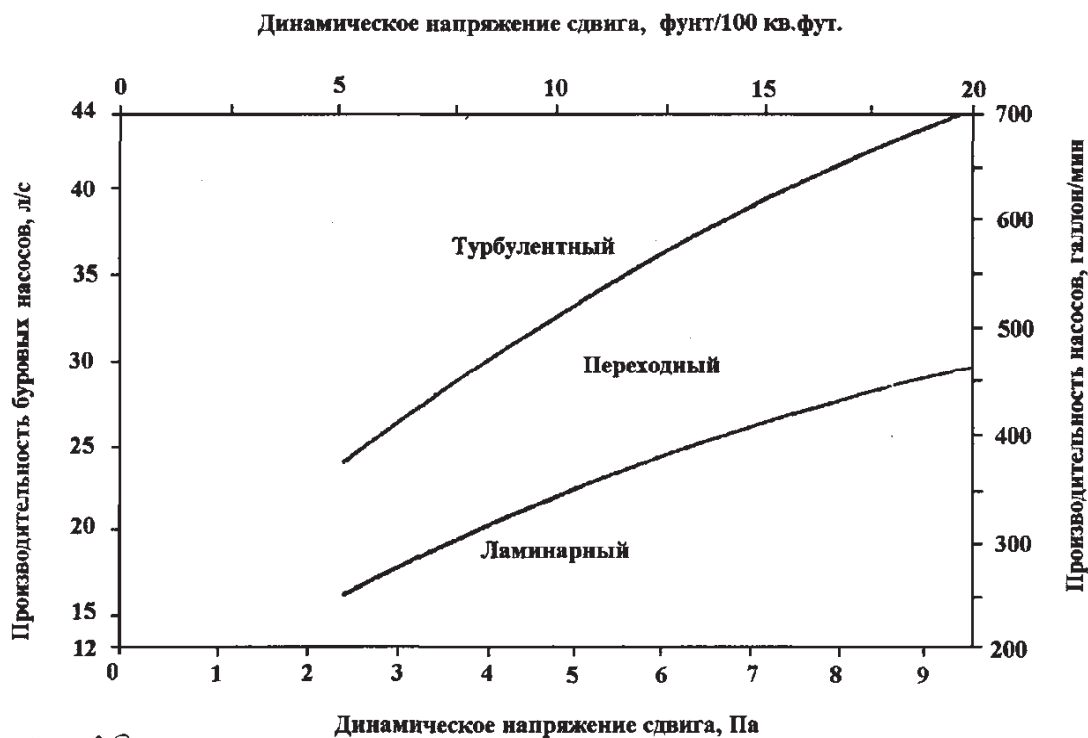


Рисунок 2 – Расчетные режимы течения в скважине диаметром 216 мм

При появлении признаков неудовлетворительной очистки скважины лучше увеличить подачу насосов, чем изменять реологические свойства бурового раствора или режим течения.

На практике при промывке горизонтальных скважин в различных регионах используются следующие виды растворов: инвертные полимерные, полимерглинистые, биополимерные, полимермеловые, растворы на основе полисахаридов, на рыбожировой основе и с добавками таллового масла.

Таким образом, мы можем сделать вывод, что для качественной очистки горизонтального ствола необходимо обеспечить соответствующую подачу буровых насосов. А так же, рекомендуются, исходя из практического опыта, растворы на углеводородной основе.

Список литературы

1. Соловьев Н.В. Разработка технологического регламента промывочной жидкости для бурения скважины: методическое пособие по составлению курсового проекта по дисциплине «Очистные агенты и тампонажные смеси»./ Москва: РГГРУ 2009г. – 85 с
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные растворы: учебное пособие для вузов / Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2008. – 309 с.
3. Булатов А. И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М., Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие / Краснодар: Изд-во «Советская Кубань», 2008 – 424 с.

4. Куликов В.В. Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины / Ж. инженер-нефтяник 2008. №3. – 18–19 с.

5. Иванников В.И., Иванников И.В. Вопросы промывки горизонтальных скважин при бурении / Ж. инженер-нефтяник 2009. №1. – 8–13 с.

6. Беккер Т.Е., Азар Дж. Дж., Окражи С «Зависимость выноса шлама от реологических свойств раствора при направленном бурении» / публикация 19535 Общества Инженеров нефтяников – Октябрь 1989 г.

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

ПРИМЕНЕНИЕ БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Мирзоев В.Ш.

Тюменский индустриальный университет

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и газа и полноты извлечения их из недр является использование систем разработки месторождения горизонтальными скважинами (ГС). Особую актуальность это приобретает для месторождений представленных маломощными (5–15 м) пластами с низкой и неравномерной проницаемостью.

Эффективность бурения ГС существенно зависит от показателей буровых растворов, которые должны обеспечивать безаварийную проводку скважины в горизонтальном стволе.

Многие осложнения, возникающие при бурении скважин с горизонтальным окончанием, так или иначе, связаны с применяемым буровым раствором. Следствием несоответствия технологических параметров бурового раствора с условиями бурения ГС могут возникнуть следующие проблемы:

1. плохая очистка и зашламование ствола скважины;
2. высокие сопротивления расхаживанию бурильной колонны и невозможность передачи необходимого веса колонны на долото;
3. нарушение устойчивости стенок скважины;
4. поглощение бурового раствора продуктивной зоной, сопровождающееся снижением производительности скважин.

В наклонно-направленном стволе колонна лежит на нижней стенке ствола. Глинистые породы гидратируются и теряют устойчивость, вращаясь, бурильная колонна будет внедряться в ослабленную зону. Если забойную компоновку попытаться поднять через образовавшийся желоб, то может произойти прихват (рис. 1).

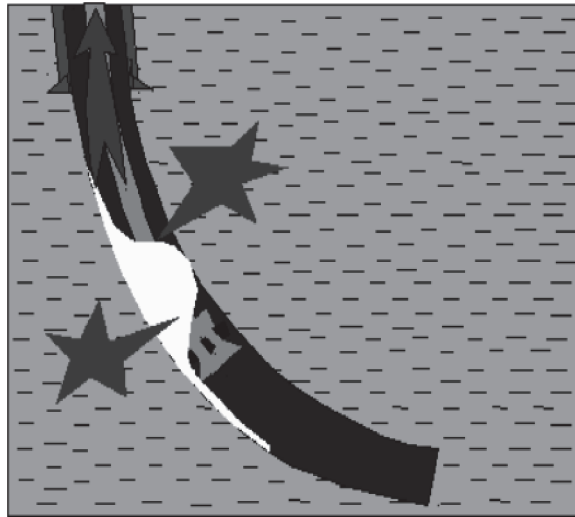


Рисунок 1 – Осаждение частиц выбуренной породы в скважине с углом более 35°

При прочих равных условиях с увеличением угла наклона ствола допустимый диапазон плотности применяемого бурового раствора сужается. Она должна быть достаточно высокой для того, чтобы компенсировать пластовое давление и сохранять устойчивость стенок скважины, и в то же время достаточно низкой для того, чтобы не произошло гидроразрыва пород.

С увеличением глубины и угла наклона скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиенты гидроразрыва пласта, как правило, уменьшаются с увеличением угла наклона.

Очистка скважины стоит на первом месте проблем, связанных с бурением и заканчиванием горизонтальных скважин. Эффективная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность раствора являются важными факторами при бурении горизонтальных скважин.

Выбор раствора определяет качество очистки ствола. Эффективность очистки скважины зависит от профиля скважины и геометрии затрубного пространства.

Классификация углов наклона скважины по поведению шлама в затрубном пространстве:

1. вертикальный $0-10^{\circ}$
2. низкий $10-30^{\circ}$
3. средний $30-60^{\circ}$
4. высокий $60-90^{\circ}$

При угле наклона ствола менее 10° , частицы начинают оседать по направлению к забою под влиянием силы тяжести, образовывается шламовая подушка (рис. 2).

В интервале $10-30^{\circ}$ начинают формироваться напластования шлама. Шлам становится вязче и плотнее при повышении угла, сохраняя, однако, тенденцию к скольжению вниз к забою. Эта тенденция уменьшается до тех пор, пока наклон скважины не достигает 60° , после чего силы трения яв-

ляются причиной остановки оседания шлама. Наиболее опасным является интервал с углами наклона $45\text{--}55^{\circ}$ (по первой классификации) и с углами наклона $30\text{--}60^{\circ}$ (по второй классификации).

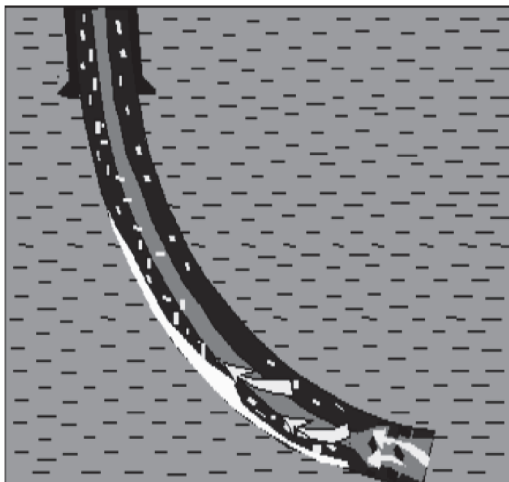


Рисунок 2 – Шламовая подушка, образованная в процессе бурения

Скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как ключевой параметр очистки ствола. Увеличение скорости течения улучшает транспортировку шлама, несмотря на режим потока.

Высокое значение вязкости при низких скоростях сдвига (ВНС) обеспечивает прекрасную выносящую и удерживающую способность. Хорошая удерживающая способность позволяет предотвратить оседание шлама.

Когда выбирают раствор для вскрытия горизонтального интервала, важно иметь ввиду весь цикл процесса бурения, заканчивания, интенсификации и эксплуатации скважины. В настоящее время за рубежом для бурения ГС все более широко используются полимерные растворы на основе полисахаридов (биополимеров, полианионной целлюлозы и производных крахмала) с высоким ингибирующим действием, а также с колюматрующей водо – или кислоторастворимой твердой фазой.

Flo – Pro – промывочная жидкость для бурения ГС и скважин с большим углом наклона ствола.

Основной компонент раствора – Flo – Vis. Это биополимерный реагент, который формирует в растворе ячеистую структуру, обладающую свойствами твердого тела в покое и при скоростях сдвига, близких к нулю, и свойствами жидкости при высоких скоростях сдвига. Поддержание ВНС на определенном уровне (например, выше 40000 мПас для горизонтальных стволов) гарантирует требуемый критический уровень концентрации биополимера.

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается при помощи:

1. повышенной вязкости фильтрата;
2. правильно подобранным размером и концентрацией твердой фазы (карбоната кальция);

3. производной крахмала – реагентом Flo – Trol.

Для контроля щелочности раствора могут быть использованы каустическая сода (NaOH), гидроксид калия (KOH).

Различные соли (NaCl, KCl, NaBr) и их комбинации могут быть использованы в составе раствора для обеспечения требуемой плотности, ингибирующей способности и совместимости с пластовым флюидом.

Смазочные добавки, в общем случае, не требуются. Благодаря отсутствию твердой фазы и высокой концентрации полимеров, коэффициент трения не превышает 0,2, в то время как для растворов на основе бентонита, он составляет около 0,3.

Термическая деградация биополимера начинается при температурах более 95⁰ С. При минимальной концентрации соли 3 %, этот предел увеличивается до 140⁰ С. Добавка ряда специальных реагентов (регуляторов pH, поглотителей кислорода, антиоксидантов и т.п.) позволяет повысить стойкость раствора до 150⁰ С.

ANCO – 2000 – высокоингибированная система бурового раствора на основе биополимера, полианионной целлюлозы и полиалкиленгликолей (ПАГ), разработанная компанией ANCOR Drilling Fluids- ADF (табл.1).

Таблица №1

Состав и свойства рекомендуемых растворов
для бурения горизонтальных скважин

Раствор Flo-Pro фирмы MIDF				Раствор ANCO-2000 фирмы ADF			
С о с т а в		С в о й с т в а		С о с т а в		С в о й с т в а	
Компо- ненты	Содер- жание, %	Показатели	Значе- ние пока- зателей	Компо- ненты	Содер- жание, %	Показатели	Значе- ние пока- зателей
1. Flo-Vis (биополи- мер)	0,6	1.Плот- ность г/см ³	1,08-1,2	1. ANCOVIS (биопо- лимер)	0,4-0,5	1.Плот- ность, г/см ³	1,85- 1,87
2. Flo-Trol (произ- водное крахмала)	1,4	2.Кажу- щаяся вяз- кость, с/кварта	45-48	2. PACSEAL (ПАЦ)	0,8-1,2	2.Кажу- щаяся вяз- кость,с/кв	60-90
3. CaCO ₃	10,0	3.Пласти- ческая вяз- кость, мПас	8-11	3.ANCOI N (ЧГПАА)	0,3	3.Пластиче- ская вяз- кость, мПас	58-95
4. KCl	3-15	4.Динами- ческое на- пряжение сдвига, дПа	150-230	4. ANCO- 208 (ППГ)	4-5	4.Динами- ческое на- пряжение сдвига, дПа	259-350
5. NaOH (KOH)	до pH = 9,5-10	5.Проч- ность геля (CHCш/10) дПа	85-100/ 110-115	5. KCl	5-15	5.Прочность геля (CHC0/10) дПа	120-134/ 210-230

		6. hВНСС, мПас (g=0,0636 с-1)	36000- 44000	6. NaHCO ₃	до pH 8-9	6. hВНСС, мПас (g=0,0636 с-1)	48000- 60000
		7. Фильтра- ция API, см ³ /30 мин.	5-7,6			7. Фильтра- ция API, см ³ /30 мин.	3-5
		8. pH	9,5-9,8			8, pH	8-9

Система ANCO – 2000 доказала свою эффективность при бурении горизонтальных скважин в сложных геологических условиях (аномально высокие пластовые давления, наличие неустойчивых, подверженных гидратации глинистых пород).

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается полианионной целлюлозой (Pacseal), а щелочности – бикарбонатом натрия (NaHCO₃).

Основным компонентом раствора, как и в случае Flo-Pro, является биополимерный реагент – ANCOVIS, придающий системе псевдопластичные и структурные свойства, что препятствует быстрому осаждению частиц выбуренной породы в затрубном пространстве при остановке циркуляции и подъеме буровых труб.

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается полианионной целлюлозой (Pacseal), а щелочности – бикарбонатом натрия (NaHCO₃).

Помимо KCl, для усиления ингибирующих свойств путем придания раствору капсулирующего и гидрофобизирующего действия используются частично гидролизованный полиакриламид (ЧГПАА) и полиалкиленгликоль. Термостойкость этой системы до 150⁰ С.

При этом главной задачей является создание растворов, не загрязняющих продуктивные пласты и обеспечивающих эффективную очистку ствола скважины на вертикальных и наклонном участках большого диаметра, а также на горизонтальном участке большой протяженности.

Исходя из выше изложенного, заключаем:

1. Требование к вскрытию продуктивного горизонта с каждым годом ужесточаются, главная задача – сохранить эксплуатационные характеристики пласта, что в горизонтальных скважинах актуально, так как время контакта бурового раствора возрастает многократно.

2. Буровые растворы на биополимерной основе отвечают всем требованиям, предъявляемым к бурению ГС. Дальнейшая работа состоит в разработке новых биополимеров, которые по стоимости могли бы конкурировать с аналогичными по свойствам буровыми растворами на углеводородной основе.

Список литературы

1. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Матиешин И.С., Кустышев А.В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 573 с.

2. Технологическое руководство по буровым растворам для бурения горизонтальных скважин с большим углом отклонения Компании М-1 Дриллинг Флюидс.

3. Журнал «Нефтегазовое обозрение», статья «Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин», выпуск 3. 2003 г.

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЩАДЯЩИХ МЕТОДОВ ПЕРФОРАЦИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Нежура И.С.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Обсадная колонна – это соединенные друг с другом и опущенные в ствол обсадные трубы с целью изоляции слагающих ствол горных пород. Обсадные трубы, применяемые при бурении нефтяных и газовых скважин, изготавливаются в основном из стали с двумя нарезанными концами и навинченной муфтой на одном конце (иногда безмуфтовые с раструбным концом). Резьба труб осуществляется конической, треугольной или трапециoidalного профиля. Для создания герметичности при высоких давлениях нефти и газа (более 30 МПа) применяются соединения с уплотнительными элементами.

Виды обсадных колонн

Выделяют первую обсадную колонну – кондуктор, последнюю обсадную колонну – эксплуатационную колонну, в том числе хвостовик, промежуточные обсадные колонны, в том числе летучки (лайнеры).

Обсадные колонны используются для изоляции стенок скважин от рабочего пространства ствола в процессе бурения и эксплуатации, и обеспечивают требуемую прочность и герметичность при воздействии на них внутренних и внешних воздействий, прежде всего давления. Для создания необходимой изоляции кольцевого пространства, остающегося между обсадными колоннами, оно заполняется жидким цементным раствором, твердеющим через определенное время.

Направление – первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения кругооборота жидкости. Направление, как правило, одно. Обычно направление спускают в заранее подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину.

Выделяют шахтное (или шахтовое) направление и удлиненное направление. Шахтное устанавливается, как правило, во всех случаях и его длина

составляет 3-10 м. В зависимости от условий может устанавливаться удлиненное направление или от одного до нескольких направлений и в этом случае длина может достигать 100 м. Направление спускается по возможности в глинистый пласт. Диаметр колонны варьируется от 245 до 1250 мм.

Кондуктор – колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Кондуктор устанавливается на глубину в среднем до 100 м, а максимальная глубина до 600 м. Диаметр кондуктора колеблется в пределах 177-508 мм.

Шахтное направление и кондуктор являются обязательными элементами конструкции скважины.

Промежуточная обсадная колонна (их может быть несколько) используется для разделения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

Сплошные – перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

Хвостовики – для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину; летучки – специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Эксплуатационная колонна – заключительная колонна обсадных труб, которой крепят скважину для отделения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Способы перфорации

- 1) пулевая
- 2) торпедная
- 3) кумулятивная
- 4) гидропескоструйная.

Пулевая перфорация. В скважину на электрическом кабеле спускают стреляющий аппарат, состоящий из нескольких (8–10) камер-стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса пули простреливают колонну, цемент вводится в породу, образуя канал для перемещения жидкости и газа из пласта в скважину. Пулевые перфораторы разделены на два вида: 1) с горизонтальными стволами, когда длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора; 2) с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания их полету направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Торпедная перфорация проводится аппаратами, спускаемыми на кабеле, и отличается от пулевой перфорации тем, что для выстрела используют разрывной снаряд, оборудованный взрывателем замедленного действия. Масса внутреннего заряда одного снаряда равна 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда, в результате происходит деформация окружающей породы. Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет направленного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда, облицованной тонким металлическим покрытием (листовой медью толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов – продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя достигает скорости в головной части до 6–8 км/с и создает давление на преграду 106 МПа.

При гидropескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок специального аппарата – пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу насосно-компрессорных труб. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтированными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству. Это сравнительно новый метод вскрытия пласта.

Усовершенствованные методы перфорации

Щелевая гидropескоструйная перфорация: Данный метод известен довольно давно. Суть его заключается в перемещении работающего гидropескоструйного перфоратора в обсадной колонне с созданием щели. Опытами было установлено, что при длине щели, равной 40 диаметрам насадки, отраженная струя не гасит входящую. Этим явлением объясняется факт увеличения на 20–30% глубины щели, если сравнивать с точечным вскрытием.

На качество формирования струи и глубину ее проникновения в пласт оказывают влияние форма и диаметр внутренней полости перфоратора, расстояние от насадки до преграды, взаимное расположение и перепад

давления на насадках, диаметр, тип и концентрация абразива, вид рабочей жидкости, скорость движения перфоратора в колонне. На основании проведенных исследований была улучшена конструкция гидropескоструйного перфоратора и забойного двигателя (щелевика), что позволило увеличить глубину проникновения струи в пласт на 10–15% по сравнению со стандартным оборудованием – перфоратором АП-6М

Зондовая перфорация: В середине 80-х годов Сибирским отделением АН СССР и ВНИИнефть были начаты работы по разработке метода зондовой перфорации. Способ зондовой перфорации основывается на внедрении в пласт металлической трубки-зонда на глубину 1,5 и более метров.

Сперва специальным ножом в колонне вырезается окно, в которое затем подается трубка-зонд, имеющая на конце гидромониторную насадку. Разрушение породы пласта ведется струей жидкости без абразива под давлением 250 МПа. В случае непрерывной подачи зонда к разрушаемой преграде и поддержании оптимального расстояния между насадкой и преградой процесс разрушения породы пласта максимально эффективен. Энергоемкость процесса может быть снижена, если наряду с разрушением породы струями применить механическое воздействие. Перфоратор был испытан в условиях стенда. При давлении 150 МПа трубка-зонд прошла мишень длиной 40 см (цементный камень в металлической обечайке) за несколько секунд (рис 1, 2).

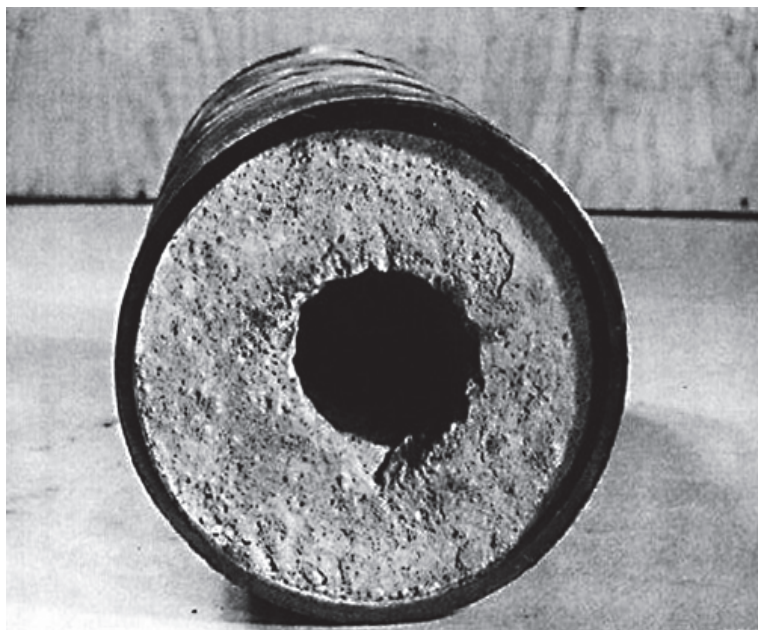


Рисунок 1 – Разрушение образца бетона

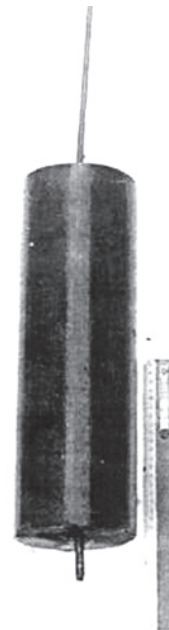


Рисунок 2 – Мишень с трубкой-зондом

Скважинные испытания подтвердили работоспособность конструкции. Накопленные к настоящему времени знания позволяют сделать данный вид перфорации еще более эффективным.

Список литературы

1. <http://proofoil.ru/Oilproduction/Borewell2.html>
2. http://neftegaz.ru/tech_library/view/4167-Metody-perforatsii-i-torpedirovaniya-skvazhin
3. <https://www.ngpedia.ru/id254921p1.html>
4. <http://burneft.ru/archive/issues/2010-05/15>

Научный руководитель: Савельева Н.Н., канд. пед. наук, доцент

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВКЛЮЧЕНИЯ В КНБК ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ ПЕРЕВОДНИКОВ

Постнов П.А., Логунов С.В.
Тюменский индустриальный университет

Несмотря на развитие технологии бурения скважин, прихват бурильной колонны и поглощение бурового раствора в процессе строительства скважины остаются одними из самых распространенных осложнений, нередко переходящих в аварию. Затраты времени и средств на их ликвидацию составляют значительную часть затрат на «геологические осложнения».

Геологические разрезы нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири представлены терригенными песчаниками с пропластками глин, аргиллитов, мергелей, алевролитов, характеризующиеся неустойчивостью, вследствие набухания глин и осыпей аргиллитов и алевролитов. Бурение вышеуказанных отложений сопровождается осложнениями связанными с прихватами, заклиниванием бурильного инструмента, а также поглощением бурового раствора, в результате размыва пород [2].

По промысловым данным, количество поглощений бурового раствора при бурении горизонтальных скважин ежегодно остается высоким. Только за период 2012–2014 гг. на Самотлорском месторождении была пробурена 821 скважина, в 167 из них наблюдалось поглощение бурового раствора (20,3% от общего числа пробуренных скважин). На долю поглощений приходится 60% общего числа осложнений, возникших при ведении буровых работ; при этом около 20% скважин, в которых произошли поглощения бурового раствора, пришлось ликвидировать и производить повторную реконструкцию.

Для борьбы с этими осложнениями используются в основном ингибирующие буровые растворы. Если интервал поглощения встречается в про-

цессе углубления скважины, определен стандартный способ ликвидации поглощения – двух-трех кратная закачка тампонирующего состава (кольматанта) на основе бурового раствора. Успешность данной операции на практике 100%. При этом для установки тампонирующего состава необходимо произвести: подъём КНБК (компоновка низа буровой колонны) из скважины; сборку и спуск КНБК с «воронкой» на закачку; закачивание вязкой пачки; подъём КНБК с «воронкой»; сборка и спуск КНБК на бурение. Данные операции увеличивают сроки и стоимость строительства скважины. Чтобы избежать этих затрат предлагается включение в КНБК «циркуляционного переводника», который позволит провести вышеуказанные операции, отсекая забойный двигатель (и телеметрическую систему) от потока промывочной жидкости [3].

Циркуляционные переводники, представленные на Российском рынке, представляют собой управляемые при помощи бросания шаров переводники с частичным или полным отводом проходящего сквозь него потока. Устройство устанавливается выше «чувствительных» компонентов КНБК, таких как MWD и LWD (устройства для измерений параметров контроля процесса бурения и каротажа), винтовых забойных двигателей. Циркуляционный переводник используется для создания дополнительных периферийных зон циркуляции бурового раствора для предотвращения соответствующих рисков при бурении. Циркуляционный переводник в составе колонны буровых труб может применяться для следующих технологических операций в процессе бурения:

- закачка тампонирующих материалов при борьбе с поглощениями;
- кислотные обработки;
- очистка ствола скважины;
- замещение раствора бурения;
- промывка забоя;
- повышение скорости потока бурового раствора в затрубном пространстве;
- вынос шлама с нижней стенки горизонтальных участков скважины;
- улучшенный вынос шлама при расширении ствола скважины и т.д.[4].

В настоящее время сервисные компании предлагают ряд инструментов, позволяющих произвести закачку тампонирующего состава в обход ВЗД и телесистемы, а также повысить качество очистки ствола скважины: циркуляционный переводник «Well Commander» производства компании Mi-Swaco; «MOCS Tool (Multiple Opening Circulation Sub)» компании National Oilwell Varco Downhole [5]; «PBL» компании DSI (A Schoeller-Bleckmann Company)[6].

Приведенные выше переводники прошли успешные испытания в России в 2011–2016 г. В качестве примера, рассмотрим опыт промышленных испытаний циркуляционных переводников «MOCS Tool» и «PBL» на месторождениях России (таблица 1).

Анализ результатов применения циркуляционных переводников в России

Анализ результатов применения переводника «MOCS Tool»							
Месторождение	Дата	Типоразмер, мм	Время работы		Суммарное время работы в скважине, ч	Объем кольматирующей пачки, м ³	Цель активации / результат
			в открытом положении, ч	в закрытом положении, ч			
Конновское	Март 2015	165	2,75	98,5	101,25	10	Ликвидация поглощения / успешно
Ивановское	Апрель 2015	165	45,5	78,5	124	35	Ликвидация поглощения / успешно
Вишневское	Апрель 2015	165	4,5	101,5	106	7	Ликвидация поглощения / успешно
Бугринское	Май 2015	165	1	279,5	286,5	11	Ликвидация поглощения / успешно
Анализ результатов применения переводника «PBL»							
Бобровское	2010	172	3,5	81,75	85,25	30	Ликвидация поглощения / успешно
Бобровское	2010	89	2	113,5	115,5	17	Ликвидация поглощения / успешно

Применение циркуляционных переводников позволило оперативно локализовать зоны поглощения бурового раствора закачкой ВУС с фракциями кольматанта, что сократило время и затраты на ликвидацию поглощений буровых растворов.

Подробнее рассмотрим применение переводника PBL на Бобровском месторождении.

При бурении на Бобровском месторождении при переходе с Тульского на Бобриковский горизонт отмечается зона поглощения с первоначальной интенсивностью до полного поглощения. На практике определен стандартный способ ликвидации данного поглощения (способ описан выше).

Фактически были выполнены следующие работы:

При очередной смене долота перед вскрытием рассматриваемого поглощающего горизонта в КНБК был включен переводник 6 3/4" PBL (171,5 мм). После вскрытия поглощающего интервала, забой составил 2790 м (полная потеря циркуляции). Произведен подъем КНБК над кровлей поглощающего горизонта. Выполнена активация промывочных отверстий переводника PBL и закачка тампонирующей пачки в объеме 30 м³ (с по-

следующей задавкой при закрытом ПВО в пласт). Циркуляция при промывке была восстановлена до 100%. Произведен вымыв остатка тампонирующей пачки из скважины. После этого промывочные отверстия переводника были деактивированы, КНБК допущена до забоя, произведена промывка скважины. Поглощение было ликвидировано[4].

Так, в соответствии с данными по скважине Бобровского месторождения ориентировочное время ликвидации открывшегося поглощения на глубине 2790 м могло составить порядка 35 ч с учетом СПО, закачки и продавки тампонирующей пачки, разборки, сборки КНБК и промывки скважины.

В свою очередь время, затраченное на ликвидацию поглощения путем активации циркуляционного переводника, закачки и продавки ВУС, подъема КНБК для технологического отстоя, спуска КНБК до момента возобновления бурения, составило порядка 9 часов. Разница во времени составляет 24 ч, а это значит, что справиться с осложнением и возобновить углубление скважины удалось в 3,9 раза быстрее, что позволило сэкономить на данной операции порядка 1,6 млн. руб.

Проанализировав данные промышленных испытаний циркуляционных переводников можно сделать следующий вывод, что его использование позволяет сократить сроки ликвидации поглощения при строительстве скважины за счет уменьшения времени затраченного на операции, предусмотренные стандартным способом ликвидации, тем самым снизить стоимость строительства скважины.

Не смотря на положительные результаты испытаний, в данном оборудовании выявлены некоторые недостатки:

- дополнительные резьбовые соединения;
- многодетальность и наличие прецизионных поверхностей снижает надежность (возможно заклинивание);
- повышенное сопротивление потоку;
- размыв и эрозия деталей ввиду большой скорости потока;
- отсутствие функций переливного и обратного клапана.

Вопрос эффективности борьбы с поглощениями бурового раствора при строительстве скважин и снижения затрат на её реализацию остается актуальным, и поэтому необходима разработка и внедрение оборудования компактного размера и простого в обслуживании.

Список литературы

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебн. пособие для ВУЗов / М.: ООО «Недра», 2002. – 632 с.

2. Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников, Ю. В. Ваганов, В. В. Дмитрук, М. Г. Гейхман; под ред. Г. П. Зозули. Осложнения и аварии

при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 375 с.

3. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки MOCS производства компании «NOV». / ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.

4. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства автозатворной системы обхода PVL многократной активации производства компании «DSI». / A Schoeller-Bleckmann Company, 2010 г.

5. www.dsi-pbl.com

6. www.nov.com

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Салихов Я.Р.

Нижевартовский нефтяной техникум

В настоящее время информационные технологии внедряются во все области производства, в том числе и в область нефтепереработок.

Процесс бурения нефтяных и газовых скважин требует особого внимания, особенно при освоении и введении в разработку новых нефтегазовых месторождений.

Использование информационных технологий позволит более полно автоматизировать процессы генерации, а главное, сможет «обучить» промышленное оборудование принимать и обрабатывать противоречивые и порой неполные данные, полученные с различных скважин, а затем синтезировать их в единую информацию, и обеспечивающую более эффективную разработку нефтяного или газового месторождения.

Информационное обеспечение строительства нефтегазовых скважин означает применение информационных технологий для сбора необходимой информации, т. е. параметров, связанных с производством, обработкой большого объема информации и принятия стратегического решения, которое дало бы эффект экономического, технологического или иного характера. Применение информационной технологии подразумевает следующие работы:

- выполняется контроль технологических параметров гидродинамики и выбор оптимального режима бурения;
- выполняются измерения в процессе;
- одновременное измерение и сбор информации, сопровождаемые управлением технологического процесса и анализом многофазных параметров гидродинамики бурения.

В информационных технологиях, применяемых в процессе строительства скважин, особенно важную роль играет информационное обеспечение, основной задачей которого является изучение параметров гидродинамики процесса бурения, месторождения скважин, определение продуктивности и качественное строительство скважин на основе собранной информации о процессе бурения. К ним относятся: геолого-геохимическая, геофизическая и технологическая информация о скважине, кроме этого выявляется оперативная информация, которая имеет большое значение для определения местонахождений скважин в малоизученных регионах. Эта информация нужна тогда, когда изучаются месторождения со сложными горно-геологическими условиями, а также при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин. Новые информационные технологии с расширенными требованиями к информационному обеспечению процесса бурения смогут решить задачи расширенного характера.

Моделирование информационных технологий многофазных течений является одним из современных направлений, которому в последнее время уделяется большое внимание. Этот подход позволяет на современном уровне изучать двухфазные течения в различных технологических устройствах, используемых не только в бурении.

Большинство технологических операций бурения нефтяных и газовых скважин основываются на гидродинамических процессах. Следовательно, развитие этих процессов бурения привело к созданию и использованию двухфазных технологических жидкостей, которые отличаются своими характеристиками, сжимаемостью и концентрациями фаз. Свойства таких смесей влияют на гидродинамические процессы в скважинах, при бурении и добыче. Как при проектировании технологических процессов бурения и их оперативном контроле, так и при взаимодействии с горными породами необходим расчёт характеристик движения двухфазных жидкостей в элементах циркуляционной системы скважины.

Гидродинамика двухфазных жидкостей в бурении большей частью изучается и рассматривается в разделе механики. Такая информация как течение промысловых и тампонажных растворов в элементах циркуляционной системы скважины, поведение скелета и флюида пластов при бурении скважин – очень важна, без этих знаний невозможны проектирование, оптимизация и осуществление гидроаэромеханической программы бурения, которая определяет эффективность строительства нефтяных и газовых скважин.

Построение обобщенной одномерной гидродинамической модели движения двухфазных смесей в различных элементах циркуляционной системы скважины при бурении и с учетом взаимодействия с пластами в репрессивном и депрессионном режимах является насущной задачей. Поэтому дальнейшее развитие двухфазной гидродинамики бурения и ее анализ информационными технологиями, программным обеспечением анализа параметров является одной из важнейших задач нефтегазодобывающей отрасли.

На все IT-технологии в нефтегазовой отрасли распространяются повышенные требования к надёжности оборудования. Все технические требования являются нормативной, информационной базой, а также основанием для разработки технических заданий при создании устройств в нефтегазовой отрасли.

Информационные технологии служат рычагом развития нефтегазовой отрасли, средством повышения эффективности управления, снижения уровня затрат на добычу, транспортировку и переработку нефти и газа[1].

Список литературы

1. Автоматизация и IT-технологии в нефтегазовой отрасли (эл. ресурс) – URL.: http://neolant.ru/presscenter/aboutus/index.php?ELEMENT_ID=1990
2. Хожиева М.С., Эсанов Э. Т., Бахранова Д. А. Применение информационных технологий при анализе многофазных параметров гидродинамики процесса бурения нефтяных скважин // Молодой ученый. – 2015. – №18. – С. 215–217.
3. Лукьянов Э.Е. Создание новых технологий информационного обеспечения строительства нефтегазовых скважин – веление времени // НТВ Каротажник. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 132-133.
4. <http://leuza.ru/science/article21.htm>

Научный руководитель – Белоусова Н.Н., преподаватель высшей квалификационной категории

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ №1029 МЕТОДОМ (КР 6-1.3) ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БВ₆

Саморуков В.В.

Мегионский политехнический колледж

Рост добычи нефти в последние годы и стабилизация этого роста на длительный период является сложной задачей из-за истощения активных высокопродуктивных запасов, резкого ухудшения их общей структуры с увеличением доли трудноизвлекаемых до 68 %, некомпенсации отбора приростом разведанных и даже трудноизвлекаемых запасов. Для устойчивого развития ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» основными путями решения этой проблемы являются поиск новых более эффективных объектов разведки и ускоренного внедрения новых технологий по доизвлечению остаточных запасов нефти и по вводу в разработку трудноизвлекаемых запасов. При этом решающую роль будет играть увеличение объемов применения высокоэффективных технологий воздействия на пласты. Большинство обычных вертикаль-

ных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона на территории Российской Федерации находятся в эксплуатации десятилетиями. От начала «жизни» скважины и до ее ликвидации проходит очень много времени, как правило, от 10 до 50 лет. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу.

Одним из наиболее прогрессивных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов является зарезка боковых стволов из высокообводненных и низкодебитных скважин и бурение многоствольных скважин на низкопродуктивных пластах.

В настоящее время в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» создается необходимая материально-техническая база для увеличения объемов зарезки боковых стволов и массового бурения многоствольных скважин, что позволит перевести отдельные участки и целые залежи на новый более эффективный уровень разработки.

Это возможно не только за счет реанимирования старых скважин и даже целых залежей, но и за счет формирования наиболее рациональных систем разработки.

Разработкой и эксплуатацией нефтяного месторождения называется осуществление научно – обоснованного процесса извлечение из недр, содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Этот процесс включает в себя разбуривание месторождения и разработку запасов нефти и газа.

В связи с преждевременным ростом обводненности продукции некоторых скважин Ватинского месторождения ведется опытно-промышленная разработка наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на извлечение нефти из пласта БВ₆.

В настоящее время многие старые скважины получают вторую жизнь благодаря зарезке боковых стволов, а так же бурятся новые многоствольные скважины с зарезкой стволов в несколько продуктивных пластов. Это стало возможным благодаря новым технологиям в зарезке и бурении наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин. Основным критерием при подборе скважин для бурения боковых стволов являлось наличие высокой обводненности, наличие полетного оборудования, а так же наличие нефтяных или водонефтяных оторочек вблизи этих скважин.

Зарезка и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений.

Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводненной или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учетом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. Нужно учесть, что экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна. Бурение новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления (уплотнения) сетки скважин связано с существенными капитальными вложениями и финансовым риском. В этих условиях в качестве альтернативного решения имеет место бурение второго ствола из существующей скважины.

Зарезка боковых стволов по классификатору ремонтных работ относится к КР-6. Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона Российской Федерации находятся в эксплуатации от 10 до 50 лет. При этом немало бездействующих скважин. Основными причинами вывода скважин, из числа действующих, являются аварии с подземным оборудованием, слом или смятие эксплуатационной колонны, обводнение продукции, истощение продуктивного пласта в зоне дренирования.

Одним из наиболее эффективных мероприятий в области повышения нефтегазоотдачи и сокращения бездействующего фонда скважин является проведение зарезки и бурения дополнительных стволов в эксплуатационных скважинах. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу. Но в некоторых случаях эффективным решением является использование скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным закачиванием. Зарезка и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений. Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводненной или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения.

Основными требованиями к проходке боковых стволов являются:

- вскрытие кровли пласта в 80–450 м от основного;
- проходка по горизонтали 50–250 м с колебанием по горизонтали до 4-х метров;
- горизонтальная часть ствола должна проходить не менее чем в 2–4 м от ГНЗ ВНЗ;
- качественное цементирование заколонного пространства второго ствола в интервале от устья на 2 м ниже кровли пласта. Цементирование горизонтальной части ствола с последующей перфорацией или спуском фильтров решается перед бурением;
- направление горизонтальной части ствола определяется в процессе проектирования бурения с учетом текущего состояния выработки пласта;

- отсечение первого ствола цементным мостом от эксплуатации определяется либо непосредственно перед началом бурения второго ствола, либо после его испытания после бурения [29].

Месторождение находится на завершающей стадии разработки и требуется вовлечения в разработку остаточных запасов углеводородного сырья. Одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов является проведение капитального ремонта бездействующих аварийных, обводненных и первоначально малодебитных скважин, эксплуатация которых не возможна или не рентабельна, путем бурения горизонтальных или наклонно направленных стволов.

Бурение боковых стволов и столов с горизонтальным участком из старых обсаженных эксплуатационных скважин позволяет на конечных стадиях разработки месторождения повысить нефтеотдачу пласта за счет направленного разбуривания целиковых зон с высокой нефтенасыщенностью, невыработанных скоплений углеводородов, а при бурении боковых стволов горизонтальных скважин увеличить охват пласта за счет роста зоны дренирования из расчета на одну скважину. При этом снижаются капитальные затраты на разбуривание и обустройство нефтяного месторождения при одновременном увеличении коэффициента извлечения нефти.

Этот метод является одним из наиболее эффективных способов интенсификации добычи нефти, благодаря относительно малой стоимости бурения по сравнению с бурением новой скважины, возможности использования существующей системы обустройства скважин и месторождения в целом, переводу нерентабельного фонда в рентабельный, а также восстановлению бездействующего фонда. Последнее приобретает особенное большое значение, ввиду того, что немалая часть бездействующего фонда скважин связана с невозможностью извлечения аварийного оборудования с забоя или полным обводнением продукции.

Бурение направленных боковых стволов в настоящее время находится на стадии своего развития и совершенствования. Существует ряд сложных проблем, нуждающихся в решении, к которым относятся технологии и техника вырезания окна в эксплуатационной колонне, установка высокопрочного моста, управление траекторией ствола, крепление колонны и др.

Метод бурения боковых стволов применяется для реанимации бездействующего фонда скважин и интенсификации добычи нефти. Он позволяет пополнить действующий фонд скважин, улучшить состояние разработки. Этот способ используется на участках, где бурение новых скважин нерентабельно.

Список литературы

1. Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых, А.О. Межлумов, В.Ю. Близнюков – М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2003. – 494 с.: ил.

2. Зозуля Г.П. Расчеты при капитальном ремонте скважин: учебное пособие для вузов / Г.П.Зозуля, В.М.Шенбергер, М.Л.Карнаухов, С.И.Грачев, Г.Т.Герасимов, М.Г.Гейхман. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 188 с.

3. Басарыгин Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с.

4. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами / Р.М.Гилязов – М.: «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255с.:ил.

5. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России. SPE – 117410 – PP, 2009 г.

Руководитель – Бенюкова Т.А., преподаватель технических дисциплин

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тихомиров А.Е.

Нижевартовский нефтяной техникум

Актуальность данной темы можно объяснить тем, что использование бурения боковых стволов скважин позволяет решить большой спектр проблем, связанных с разведочными работами на месторождении, добыче из труднодоступных мест, текущим и капитальным ремонтом, а также реконструкцией скважин после длительной добычи полезных ископаемых.

Объектом исследования является скважина № 166, куст 20 Покачевского месторождения.

Предмет исследования – это выбортехнологических аспектов, составляющих проводку скважины № 166 куст 20 в части бурения бокового ствола на примере ООО «Катобьнефть».

ООО «Катобьнефть» является сервисной компанией по зарезке боковых стволов и бурению скважин, которая завоевала прочный авторитет, на её счету сотни реализованных проектов, играющих не малую роль в развитии нашего нефтяного края.

ООО «Катобьнефть» выполняет работы более чем на 50-ти месторождениях Западной Сибири; одним из мест, на котором проводятся буровые работы по зарезке боковых стволов является Покачевское месторождение.

Покачевское нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, в 100 км к северо-востоку от г. Сургут. Месторождение было открыто в 1970 году, его освоение началось в 1977 году. Запасы нефти Покачевского нефтяного месторождения составляют 350 млн. тонн.

Месторождение относится к Западно-Сибирской провинции. Оператором Покачевского нефтяного месторождения является Российская нефтяная компания ОАО «Лукойл-Западная Сибирь» Добыча нефти на месторождении на 2016 год составила 3,872 млн. тонн [1].

Зарезка боковых стволов (ЗБС) – это одна из наиболее эффективных технологий, позволяет добиться повышения добычи нефти на старых месторождениях и увеличения коэффициента извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Во всех предприятиях, осуществляющих проводку вторых стволов, с целью сокращения времени и затрат на монтаж, демонтаж и транспортировку бурового оборудования применяют мобильные буровые установки.

Сама технология ЗБС подразумевает применение разных способов работы такие, как технология вырезки части эксплуатационной колонны – создание «окна», с применением клино-отклонителей и фрезер-райберов.

Процесс бурения бокового ствола рассматриваемой скважины № 166 куста 20 осуществлялся при помощи мобильного оборудования типа САТ-ТВ-120.



Рисунок 1 – Мобильная буровая установка САТ-ТВ-120

В качестве инструмента, позволяющего сориентировать компоновку при зарезке бокового ствола, является клино-отклонитель, применяемый для забуривания новых стволов как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважин.

Клино-отклонитель устанавливается в обсадной колонне так, чтобы наклонная плоскость его находилась между муфтами обсадных труб на участке однородных по возможности мягкой и средней крепости пород.

Фрезер-райбер типа ФР предназначен для разбуривания цементных мостов, песчаных пробок, технологической оснастки обсадной колонны небольших диаметров, а так же фрезерования металлических предметов на забое скважины. В процессе также применяют турбинные, электрические, и винтовые двигатели.

Конструкция скважины № 166 куст 20 Покачевского месторождения состоит из направления, кондуктора, эксплуатационной колонн и хвостовика.

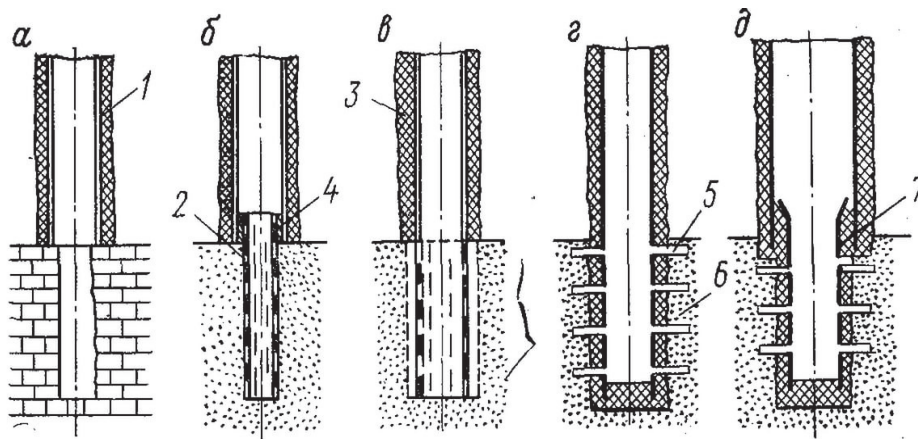


Рисунок 2 – Конструкция скважины с хвостовиком

1 – обсадные трубы; 2 – фильтр; 3 – цементный камень; 4 – пакер;
5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик

Хвостовик диаметром 102 мм используется для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину. Крепление скважины хвостовиками является, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых – является решением задачи по упрощению конструкции скважины [2].

Во время бурения скважины и резки боковых стволов возможны осложнения. Осложнение – это нарушение нормального процесса строительства скважины. К основным видам осложнений относят:

1. Поглощение буровых растворов. Глубина, на которой возможно возникновение поглощения в стволе рассматриваемой скважины 2224,25-2492,96 м.

Поглощение происходит только в том случае, если гидростатическое давление в скважине или сумма гидростатического или гидродинамического давления в скважине превысит, то предельное значение давления, при котором пласт начинает принимать буровой или тампонажный раствор.

2. Разрушение стенок скважины – осыпи, обвалы.

3. Газонефтеводопроявления (ГНВП).

Глубина, на которой могут произойти перечисленные осложнения в интервале бурения от 1934,87 м до 2203,58 м (согласно ГТН).

По мнению автора, основными мероприятиями по предупреждению осложнений, можно считать следующие: не допускать повышения скорости СПО; поддерживать рекомендуемые параметры бурового раствора, в рамках геолого-технического наряда (ГТН); производить, долив скважины при СПО; не допускать снижения гидростатического давления в скважине.

На ликвидацию осложнений при строительстве скважины на нефть и газ в некоторых случаях затрачивается 20–25% календарного времени, что делает проблему предупреждения осложнений и их ликвидации весьма актуальной. Опыт практической работы показывает, что большинство осложнений легче предупредить, чем ликвидировать. Ведь самое легкое осложнение может перейти в аварию.

Главной и важной частью заканчивания скважины является крепление ствола.

Данный этап включает в себя выбор схемы конструкции забоя, спуск обсадной колонны и дальнейшее её цементирование, что позволит избежать обрушения скважины, сохранить её для дальнейшего использования без проблем и неполадок, предотвращает сообщения между пластами или зоной перфорации.

Таким образом, процесс крепления скважины представляет собой совокупность нескольких этапов, направленных на подготовку материалов, технологического отверстия, спуск обсадных колонн с последующим цементированием [3].

В рамках исследования произведен расчет объем цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, который составил $V_{цр} = 70 \text{ м}^3$; определено количество цемента-смесительных машин.

Во время резки боковых стволов в зависимости от источников опасности для работающего персонала проектируется ряд мероприятий по улучшению условий труда и защиты окружающей среды.

Персонал, работающий при бурении бокового ствола должен быть обеспечен спецодеждой, средствами индивидуальной защиты, должен прослушать инструктаж по технике безопасности различных этапов строительства скважин, крепления и т.д.

После работ по резке боковых стволов должны быть проведена рекультивация земель. Рекультивация земель – это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народно-хозяйственной ценности нарушенных земель, а также улучшение условий окружающей среды. Рекультивации подлежат земли, нарушенные при разработке месторождений полезных ископаемых открытым или подземным способом, эксплуатационных и иных работ связанных с нарушением почвенного покрова, ликвидации последствий загрязнения земель [4].

На основании всех поставленных задач, сделан вывод, что технология бурения боковых стволов скважин позволяет минимизировать негативное влияние на состояние окружающей среды – в ходе работ не понадобится

отводить территорию под обустройство скважин, как в случае с бурением вертикального ствола, потребуется минимум материалов. Главное преимущество, которое предоставляет технология бурения боковых стволов скважин, заключается в отсутствии необходимости подведения новых коммуникаций, снижении затрат на технику и расходные материалы.

Список литературы

1. http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/pokachevskoe/6-1-0-564
2. <http://moyaskvazhina.ru/burenie/zaboj-skvazhiny.html>
3. <http://elib>
4. <http://www.findpatent.ru>

Научный руководитель – Драницына Е.Г., преподаватель высшей категории

ЛИКВИДАЦИЯ ВОДОПЕРЕТОКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОФОБНОГО ПОЛИМЕРНОГО ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА

Тушов И.В.

Тюменский индустриальный университет

Введение

Для ликвидации заколонных перетоков в нагнетательных скважинах применяются специальные тампонажные материалы, характеризующиеся высокой проникающей способностью через каналы в нарушенном цементном камне, отсутствием седиментации, гидрофобности, более низкой, чем пластовая вода, плотностью. Указанными требованиями полностью удовлетворяет гидрофобный полимерный тампонажный состав, хорошо себя зарекомендовавший при проведении ремонтно-изоляционных работ на скважинах и ПХГ. Применение указанной технологии также целесообразно (в качестве профилактической меры) при строительстве нагнетательных скважин с повышенным риском возможных заколонных перетоков.

При проведении изоляционных работ в нагнетательных скважинах большие затруднения вызывает определение интервала заколонного движения закачиваемой воды по каналам вверх от перфорированных пластов. Измерения термометром в длительно простаивающих скважинах не всегда однозначно отвечают на вопрос, где располагается интервал перетока.

Решение указанной задачи является необходимым условием эффективного проведения ремонтно-изоляционных работ, т. к. на основе этих результатов формируется технологическая схема РИР и выбор тампонажного состава.

В работе [1] показано приближение к решению этой задачи за счет проведения серии измерений термометром при разных режимах закачки, в том числе в квазистационарном режиме. Основные выводы исследований в [1] свелись к следующему. По проведенным термометром исследованиям в течение первых 4–5 минут после прекращения закачки можно судить о герметичности колонны, если в ней имеются пропуски. При анализе результатов исследований, проведенных в интервале в течение от 4–5 до 45 мин. после прекращения закачки, можно выявить диапазон движения жидкости вверх от интервала перфорации вдоль негерметичного цементного кольца. На более поздние исследования уже оказывает влияние горная порода. Эта схема исследований принята в ОАО «Газпромнефть-ННГГФ». Однако кардинально решить указанную проблему можно с использованием гидрофобного полимерного тампонажного состава (ГПТС).

1. Основные характеристики ГПТС

ГПТС представляет собой систему, состоящую из полимера в углеводородной жидкости и отвердителя, который используется для отверждения состава при температурах ниже $+40^{\circ}\text{C}$. Основные физико-химические свойства ГПТС характеризуются следующими позициями:

- не разбавляется пластовыми водами т. к. является гидрофобным;
- обладает хорошей текучестью, необходимой для закачивания в скважину и продавливания в изолируемый пласт;
- сроки схватывания или динамика повышения структурно-механических свойств (отверждение) зависят от выбора отвердителя и температуры, существующей в скважине. При температурах более $+40^{\circ}\text{C}$ отверждение осуществляется при контакте с водой;
- вязкость 3-4 Па·с. При технологической необходимости легко разбавляется углеводородными жидкостями: нефтью, дизельным топливом и т. д. При изоляционных работах в скважинах с большой приемистостью (более $5-10 \text{ м}^3/\text{ч}$ при избыточном давлении $10 \text{ кгс}/\text{см}^2$) может быть наполнен твердой фазой: цементом, резиновой крошкой, глинопорошком и т. д.;
- является морозоустойчивым, до -40°C . технологичным и не требует применения специального оборудования.

В настоящее время ГПТС применяется при ликвидации заколонных перетоков из нижележащих водоносных пластов в верхние продуктивные, при установке отсекающих экранов между нефтяными и водоносными пластами и ликвидации перетоков в горизонтальных стволах [2]. Сложность ликвидации перетоков из верхних пластов в нижние или из нижних продуктивных в верхние по заколонному пространству заключается том, что составы, имеющие плотность более $1.0 \text{ г}/\text{см}^3$, седиментируют в ограниченном пространстве. В наклонных стволах они тем более не создают цельного кольца в заколонном пространстве. В таких условиях, когда необходимо доставить тампонажный материал от интервала перфорации вверх к водопроявляющему пласту, требования к тампонажным составам

сводятся не только к высокой их проникающей способности через каналы в нарушенном цементном камне, но и к отсутствию седиментации, гидрофобности более низкой плотности, чем жидкость в скважине. Таким условиям вполне отвечает ГПТС, если рассмотреть возможность его применения на примере заколонной циркуляции вверх от перфорированных пластов в нагнетательных скважинах или на примере ликвидации газопроявлений в скважинах на газохранилищах, когда газ в них по заколонному пространству проникает до поверхности. Применение гидрофобного полимерного тампонажного состава в нагнетательных скважинах имеет некоторую специфику из-за того, что состав имеет низкую плотность ($0,87 \text{ г/см}^3$). Это обстоятельство позволяет вести работы с использованием «всплытия» ГПТС в среде пластовой воды

2. О перспективе применения ГПТС

Характерен пример скважины №2 Приобского месторождения [1]. Интервал перфорации 3188,2–3200,4 м. Приемистость скважины составляет $450 \text{ м}^3/\text{сут}$. Термограммы, полученные при закачке и кратковременной остановке скважины, повторяют друг друга по форме и температуре в интервале 3171–3198,8 м, т. е. степень охлаждения цементного кольца в этом интервале одинакова. Одна и та же температура в интервале перфорации 3188,2–3171,0 указывает на движение воды вдоль негерметичного цементного кольца. Выше 3171,0 м кривые расходятся, что указывает на то, что цементное кольцо герметично. В условиях этой скважины изоляция интервала заколонного перетока может быть эффективной только при перекрытии интервала тампонажным составом, плотность которого ниже плотности воды. Причем закачка его может производиться порциями с чередованием закачки порций воды. Эффективность таких РИР может быть повышена, если нижняя часть перфорации будет перекрываться отсекающим мостом из песка или отсекающим составом ВНИИБТ состоящим из крупноразмерного водонабухающего полимера (ВНП) с размером частиц защитного геля 2–3 см в мелополимерном растворе. [3].

В связи с тем, что в практике РИР недостаточно отработанных и надежных способов ликвидации перетоков флюидов, большой интерес представляет создание технологии перекрытия каналов газопроявления из верхних газонасыщенных пластов по заколонному пространству в ниже расположенный продуктивный нефтяной пласт [1].

При ликвидации такого типа перетоков испытывалась технология с предварительной закачкой большого количества воды, чтобы создать некоторое сопротивление движению газа [4]. В таких условиях вполне целесообразно создать условия противодействия проникновению газа по заколонному пространству с помощью комбинации состава ГПТС разной плотности с порциями воды, являющимися основным отверждающим материалом для него при температуре от $+70^\circ\text{C}$ до $+80^\circ\text{C}$ [5].

3. Пример применения ГПТС при строительстве скважин

Объем ремонтных работ по ликвидации заколонных перетоков вверх от продуктивной толщи довольно большой. В этой связи представляет интерес заблаговременная профилактика указанных перетоков во вновь пробуренных скважинах. В новых скважинах перетоки межколонные и за основной колонной можно предупредить, если при цементации их сразу за цементным раствором закачивать составы типа ГПТС [4]. Состав при контакте с нефтепродуктами набухает, но при контакте с водой он гидрофобен.

Состав интересен еще и тем, что его легко наполнять наполнителями типа резиновой или каучуковой крошки, асбеста, тонкого мела до плотности тампонажного раствора. Закачанный после цементного раствора при цементации он в зоне башмака обсадной колонны создает после отверждения отсекающий пакерующий мост, который намного повысит долговременную надежность крепления обсадной колонны (см. рис. 3) и исключит появление перетока жидкости.

В качестве примера представлена композиция АКРОН-РК.

АКРОН-РК предназначен для использования в качестве водоизолирующего состава при ремонтно-изоляционных работах в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах, для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, а также для крепления грунтов.

Состав АКРОН-РК изготавливается в виде низковязкой жидкости (динамическая вязкость 5–20 мПа·с) от бледно-желтого до коричневого цвета. Температура замерзания жидкости ниже минус 55 оС. Под воздействием воды, проходя стадию гелеобразования, состав АКРОН-РК отверждается во всем объеме.

Пример записи при заказе: Водоизолирующий состав АКРОН-РК по ТУ 2458-001-71012633-2008.

По физико-химическим показателям состав АКРОН-РК должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 1.

Таблица № 1

Наименование показателя	Значение (норма)
Плотность при температуре (20±5) °С, кг/м ³	1000–1100
Водородный показатель (рН), не более	4
Способность образовывать с водой однородную по жидкости систему	стабильная, нерасслаивающ. жидкость
Время гелеобразования при температуре (65±5) °С в соотношении АКРОН-РК: вода 1/2, ч	2-8
Количество осадка после разбавления водой в соотношении АКРОН-РК: вода = 1/2, объемная доля, %, не более	1

4. Выводы

1. При проведении РИР по ликвидации циркуляции флюидов вверх от перфорированных пластов в скважинах очень важно правильно установить

интервал перетока с последующей закачкой тампонажного материала, имеющего плотность ниже плотности воды.

2. Можно считать целесообразным при креплении обсадных колонн в башмаке колонны установить мосты из материала типа ГПТС, гидрофобного и имеющего способность к набуханию при контакте углеводородами.

Список литературы

1. Назаров В.Ф., Мухутдинов В.К., Пацков Л.Л., Нурдинов Ф.Ф. Определение интервала заколонной циркуляции вверх от перфорационных пластов в нагнетательных скважинах. НТВ, Каротажник, №3, 2007 г.

2. Курочкин Б.М., Яковлева С.С., Давлетшин Р.В., Кандаурова Э.Р. Изоляционные работы в низкопроницаемых пластах с применением ГПТС и ВВП. НТЖ, Нефтепромысловое дело, 2004 г.

3. Патент №2286448 Б.И. №30 от 27.10.2006 г.

4. Лукманов Р, Попов В. Исследования. Изоляция поглощающих пластов при бурении и подготовке ствола к креплению. НТЖ, Бурение-нефть, №2, 2006 г.

5. Курочкин Б.М., Черепанова Н.А. Расширение области применения гидрофобного полимерного тампонажного состава НХ., №3. 2007 г.

Научный руководитель – Балуев А.А., канд. техн. наук, доцент

ТРЕБОВАНИЯ К РАСТВОРАМ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Эрматов А.А., Попов А.В.

Тюменский индустриальный университет

Очистка скважины стоит на первом месте проблем, связанных с бурением и заканчиванием горизонтальных скважин. Эффективная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность раствора являются важными факторами при бурении горизонтальных скважин.

При бурении горизонтальных скважин качество и состав бурового раствора играет существенную роль вследствие того, что:

1) в горизонтальных скважинах более сложна проблема сохранения устойчивости ствола скважины, так как глинистые сланцы, устойчивые в вертикальном стволе, при углах отклонения от вертикали 70 °С осыпаются;

2) в горизонтальных скважинах более велика вероятность поглощения раствора, так как градиент гидроразрыва пород для горизонтальных скважин ниже, чем для вертикальных и приближается к градиенту порового давления;

- 3) более сложна очистка горизонтального ствола от выбуренной породы;
- 4) в горизонтальной скважине более высоки силы трения, возникающие при движении буровой колонны.

Так на Ириновской площади при бурении горизонтальных скважин имели место трудности с выносом шлама и трудности с передачей осевой нагрузки.

Эти трудности рельефно проявились также при бурении ГС на Оренбургском ГКМ. При отношении длины горизонтальной скважины к вертикальной равной 1,23 затраты времени на проработку ГС оказались в 10 раз выше, чем вертикальной – 134,73 часа против 12,71 часа соответственно. Затраты времени на промывку горизонтальных скважин были в 14 раз больше, чем вертикальных -230,56 часа против 16,48 часа соответственно.

Поэтому правильный выбор бурового раствора, чтобы избежать осложнений, обеспечить эффективную очистку ствола и исключить загрязнение пласта – важная часть процесса строительства ГС.

Однако для обоснованного выбора раствора необходимо знать технологические требования, предъявляемые к нему спецификой процесса строительства ГС, на различных ее этапах.

Критерии очистки

Выбор раствора определяет качество очистки ствола. Требования к качеству очистки изменяются в зависимости от того, что считается «хорошей» очисткой ствола:

- отсутствие слоя шлама;
- слой шлама присутствует, но является неподвижным или продвигается вверх по стволу при циркуляции;
- отсутствие проблем при бурении и заканчивании.

Соотношение объема частиц, удаленных из раствора наземным оборудованием, к объему выбуренной породы, является одним из немногих методов подсчета эффективности очистки ствола. Эти данные обычно легко получить на морских месторождениях, где, по соображениям экологии, шлам должен транспортироваться на побережье для сброса.

Реологические параметры растворов

Обычно «жидкие» растворы ассоциируются с турбулентным потоком, «вязкие» – с ламинарным.

Высокое значение вязкости при низких скоростях сдвига (ВНС) обеспечивает прекрасную выносящую способность.

Хорошая удерживающая способность позволяет предотвратить оседание шлама.

Исторически очистка ствола растворами на глинистой основе была улучшена за счет увеличения динамического напряжения сдвига (τ_0). Стандартные полимерные растворы требуют намного больших значений τ_0 для получения таких же результатов. Это обусловлено тем, что стандартные полимерные растворы имеют более низкую, по сравнению с глинистыми, ВНС.

В настоящее время хорошо известно, что качество очистки при ламинарном режиме более чувствительно к ВНС, которая пропорциональна истинному значению τ_0 раствора.

Существует прямая связь между τ_0 , ВНС и качеством очистки, хотя четкой взаимосвязи между ними и не установлено.

Величина τ_0 по Бингаму, будучи экстраполированной в полевых условиях по показаниям сравнительно высокоскоростного вискозиметра, не может рассматриваться как надежный индикатор качества очистки ствола в горизонтальных скважинах.

Показания ротационного вискозиметра при 3 и 6 (или 3 и 100) об/мин. Могут быть использованы для вычисления истинного τ_0 с достаточно высокой точностью.

Независимо от того, как определено τ_0 , для успешной очистки скважины требуется обеспечить τ_0 раствора в 1–1,5 раза больше диаметра скважины в дюймах (вычисления и измерения в системе АНИ). [1]

$$\tau_0 > (1-1,5) \text{ Дскв.} \quad (1)$$

где τ_0 фунт/100 фут²; Дскв, дюйм
или в метрической системе:

$$\tau_0 > (0,3-0,5) \text{ Дскв.} \quad (2)$$

где τ_0 , дПа; Дскв., мм, 0,3–0,5 – коэф. дПа/мм

По опыту работы на месторождениях, подтвержденному лабораторными исследованиями, для хорошей очистки скважины эффективная вязкость раствора должна составлять минимум 40000 мПас (при скорости сдвига 0,063 сек⁻¹).

Применением подобного раствора в полевых условиях было показано, что турбулентный поток не требуется для удаления шлама. Растворы с повышенной ВНС показали очень хорошие результаты при ламинарном потоке и эксцентричной вращающейся бурильной колонне.

В данной ситуации «вязкие» растворы показали себя с лучшей стороны, чем «жидкие»: аномально высокие пластовые давления, наличие неустойчивых, подверженных гидратации глинистых пород.

Новые типы буровых растворов, используемые за рубежом для бурения горизонтальных скважин

В настоящее время за рубежом для бурения ГС все более широко используются полимерные растворы на основе полисахаридов (биополимеров, полианионной целлюлозы и производных крахмала) с высоким ингибирующим действием, а также с кольматирующей водо- или кислоторастворимой твердой фазой.

1) Flo-Pro – промывочная жидкость для бурения ГС и скважин с большим углом наклона ствола.

Flo-Pro – это «реологически сконструированная» промывочная жидкость, разработанная в лаборатории компании «M-I Drilling Fluids Co» на Аляске в 1991 г

Система Flo -Pro в настоящее время доказала свою эффективность при бурении горизонтальных скважин, фрезеровании, бурении скважин с большим углом наклона ствола.

Flo – Pro состоит из минимального набора реагентов (см. табл.1).

Основной компонент раствора -Flo- Vis. Это биополимерный реагент, который формирует в растворе ячеистую структуру, обладающую свойствами твердого тела в покое и при скоростях сдвига, близких к нулю, и свойствами жидкости при высоких скоростях сдвига. Поддержание ВНС на определенном уровне (например, выше 40000 мПас для горизонтальных стволов) гарантирует требуемый критический уровень концентрации биополимера.

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается при помощи:

- 1) повышенной вязкости фильтрата;
- 2) правильно подобранным размером и концентрацией твердой фазы (карбоната кальция);
- 3) производной крахмала – реагентом Flo -Trol.

Для контроля щелочности раствора могут быть использованы каустическая сода (NaOH), гидроксид калия (KOH).

Различные соли (NaCl, KCl, NaBr) и их комбинации могут быть использованы в составе раствора для обеспечения требуемой плотности, ингибирующей способности и совместимости с пластовым флюидом.

Смазочные добавки, в общем случае, не требуются. Благодаря отсутствию твердой фазы и высокой концентрации полимеров, коэффициент трения не превышает 0,2, в то время как для растворов на основе бентонита, он составляет около 0,3.

Накопление твердой фазы в растворе приводит к включению твердых частиц в структуру, созданную в растворе биополимером, что отрицательно сказывается на ВНС. Поэтому, при использовании Flo-Pro, рекомендуется оснащение буровой установки хорошим оборудованием по очистке бурового раствора. Несмотря на высокое значение ВНС и СНС, допустимо использование на виброситах достаточно мелких сеток – 150–165 меш.

Можно также включить в состав оборудования центрифугу, но надо отметить, что ее вклад в удаление твердой фазы в данном случае невелик, ввиду высокой ВНС.

Термическая дегградация биополимера начинается при температурах более 95 °С. При минимальной концентрации соли 3 %, этот предел увеличивается до 140 °С. Добавка ряда специальных реагентов (регуляторов pH, поглатителей кислорода, антиоксидантов и т.п.) позволяет повысить стойкость раствора до 150 °С.

2) ANCO -2000 – высокоингибированная система бурового раствора на основе биополимера, полианионной целлюлозы и полиалкиленгликолей (ПАГ), разработанная компанией ANCOR Drilling Fluids- ADF (см. табл.1).

Состав и свойства новых растворов для бурения
горизонтальных скважин

Раствор Flo-Pro фирмы MIDF				Раствор ANCO-2000 фирмы ADF			
С о с т а в		С в о й с т в а		С о с т а в		С в о й с т в а	
Компо- ненты	Содер- жание, %	Показатели	Значе- ние по- казате- лей	Компо- ненты	Содер- жание, %	Показате- ли	Значе- ние по- казате- лей
1. Flo-Vis (биопо- лимер)	0,6	1.Плотность г/см ³	1,08-1,2	1. ANCO- VIS (био- полимер)	0,4-0,5	1.Плотность, г/см ³	1,85- 1,87
2. Flo-Trol (произ- водное крахмала)	1,4	2.Кажу- щаяся вязкость, с/кварта	45-48	2. PAC- SEAL (ПАЦ)	0,8-1,2	2.Кажу- щаяся вяз- кость,с/кв	60-90
3. CaCO ₃	10,0	3.Пласти- ческая вяз- кость, мПас	8-11	3.ANCOIN (ЧГПАА)	0,3	3.Пласти- ческая вяз- кость, мПас	58-95
4. KCl	3-15	4.Динамиче- ское напря- жение сдви- га, дПа	150-230	4. ANCO- 208 (ППГ)	4-5	4.Динами- ческое напряжение сдвига, дПа	259- 350
5. NaOH (KOH)	до pH= 9,5-10	5. Проч- ность геля (СНСш/10) дПа	85-100/ 110-115	5. KCl	5-15	5.Прочность геля (СНС0/10) дПа	120- 134/ 210- 230
		6. hBHCC, мПас (g= 0,0636 с ⁻¹)	36000- 44000	6. NaHCO ₃	до pH 8-9	6.hBHCC, мПас (g=0,0636 с ⁻¹)	48000- 60000
		7. Фильтра- ция API, см ³ /30 мин.	5-7,6			7.Фильтра- ция API, см ³ /30 мин.	3-5
		8. pH	9,5-9,8			8, pH	8-9

Система ANCO-2000 доказала свою эффективность при бурении горизонтальных скважин в сложных геологических условиях (аномально высокие пластовые давления, наличие неустойчивых, подверженных гидратации глинистых пород).

Требования к растворам для бурения горизонтальных скважин

Показатели свойств РНСО

Показатели свойств	Пределы изменения
1. Плотность (г), г/см ³ -'' -'' (неутяжеленного)	0,9-1,6 (0,9-1,08)
2. Вязкость условная при истечении 100 см ³ из 200 см ³ при 46 °С (УВ), с	10-30

3. Вязкость пластическая при 46 °С (нпл.), мПа.с	20–50
4. Динамическое напряжение сдвига при 46 °С (τ_0), дПа	25–200
5. Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа – через 1 мин. – через 10 мин.	3–30 6–90
6. Электростабильность (Э), В, не ниже	250
7. Показатель фильтрации 20 °С (Ф), см ³ /30 мин.	0,5–3,5
8. Соотношение фаз (У / В), %	60/40–90/10
9. Коэффициент трения по АНИ	0,035–0,075
10. Термостойкость, °С, не менее	140
11. Биоразлагаемость, %, не менее	60

Стоимость 1т материалов, руб.

СБУЖ – 9000

Эмульгатор органофильный – 12500

бентонит – 20000

Гидрофобизатор – 18000

Хлористый кальций – 6000

Стоимость 1 м³ РНСО – 5500–6500 (в зависимости от плотности)

Стоимость материалов указана без транспортных расходов

Список литературы

1. <http://ftk-nnov.ru/problemu-promyvki-skvazhin-s-gorizontalnymi/>

Научный руководитель – Паршукова Л.А., канд. техн. наук, доцент

СЕКЦИЯ IV. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ахунов А.В.

Тюменский индустриальный университет

Асфальтосмолопарафиновые отложения увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление на выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО – актуальная задача при интенсификации добычи нефти.

При появлении отложений для удаления АСПО из эксплуатационных скважин рекомендуется использовать промывки НКТ горячей нефтью с растворенным ингибитором парафиноотложения. Депарафинизация НКТ горячей нефтью осуществляется по кольцевой схеме без остановки скважины, когда теплоноситель подается в затрубное пространство между обсадной и эксплуатационной колоннами. Из-за значительных потерь тепла через обсадную колонну в грунт для повышения эффективности тепловых обработок необходимо увеличивать температуру теплоносителя до 130–150 °С и его расход до 40 м³.

Введение в состав теплоносителя – горячей нефти, 0,5–1,0 % ингибитора парафиноотложения позволяет повысить отмывающую способность раствора и предотвратить повторное осаждение парафина из остывающей нефти.

Уменьшение расхода горячей нефти и времени проведения депарафинизации можно достичь включением в компоновку НКТ циркуляционного обратного клапана. Клапан предназначен для создания циркуляции между затрубным пространством НКТ и внутренней полостью. Установка клапана предпочтительна на глубине ниже интервала образования АСПО на 50–100 м. Установку клапанов, изготовленных в варианте муфт, предлагается проводить в процессе спуска НКТ между трубами на необходимой глубине. Следует отметить, что в данном случае эксплуатационная скважина должна быть оборудована пакером.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приема насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500–600 м, герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и легких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсив-

ность отложения парафина. Метод создания противодействия на устье скважины дает лучшие результаты при использовании высоконапорных центробежных насосов РЭДа.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся ЭЦН, возможно применение ручных лебедок со скребками различных конструкций, «греющихся снарядов» на кабеле.

Необходимо отметить высокую эффективность применения химических растворителей при обработке добывающих скважин. Технология доставки растворителя в НКТ и реагирования его с АСПО предполагает использование различных вариантов, из которых наиболее технологичными являются следующие:

- растворитель из автоцистерны подается в затрубное пространство агрегатом в объеме 5–7 м³ с последующим продавливанием нефтью при работающем насосе до полного проникновения в НКТ с фиксацией выхода его на устье скважины. Скважина останавливается для реагирования агента с АСПО на 8–10 часов. Продукты обработки после пуска насоса в работу направляются в выкидную линию;
- растворитель в количестве 2–3 объемов НКТ нагнетается агрегатом в затрубное пространство скважины, после чего производится обвязка ее по схеме НКТ – затрубное пространство. Скважина переводится на самоциркуляцию в течение 8–10 часов. Продукты обработки направляются в выкидную линию.

В качестве растворителей могут быть рекомендованы нефрас С₄ 130/350, обладающий повышенной растворимостью к АСПО, характерным для месторождений ОАО «Юганскнефтегаз», либо смесь ароматических нефрасов А 120/200, А 150/330 с гексановой, толуольной фракциями, бензиноразвителем БР-1 либо нефрасом С₃ 70/150 в объемном соотношении 1:3.

Наилучшие результаты при удалении АСПО со значительной долей мехпримесей достигаются при совмещении дешевых механических методов с использованием растворителей и промывок НКТ горячей нефтью.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникаций рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Наиболее эффективным способом борьбы с АСПО следует признать методы, предупреждающие их отложение. Наиболее целесообразно предусматривать использование этих методов на вновь обустриваемых скважинах, расположенных в природоохранной зоне, и объектах, к которым затруднен подъезд в течение длительного времени.

Выбор между способами удаления и предупреждения АСПО производится сравнением технико-экономических показателей выбранных технологий [1].

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяженности НКТ из-за увеличения скорости потока температура добываемой пластовой продукции выше температуры ее насыщения парафином. В промысловых условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб. Для предупреждения АСПО возможно использование химических реагентов – ингибиторов.

Определяющим условием предупреждения АСПО с помощью ингибиторов является дозирование их в добываемую нефть в необходимом количестве, что обеспечивается:

- непрерывной подачей в затрубное пространство с помощью наземного дозирочного насоса;
- непрерывной подачей с помощью глубинного забойного дозатора, например, из контейнера, заполненного ингибитором и оборудованного струйным насосом, приводимым в действие нефтяным потоком, втягиваемым ЭЦН;
- ежедневной подачей в затрубное пространство с помощью дозаторов типа «метанольницы»;
- подачей ударной дозы в течение 1–5 суток;
- периодической закачкой ингибитора в ПЗП, выполняющую роль дозатора реагента, через 1–3 месяца;
- задавливанием в пласт нефтью и др.

В зарубежной практике ингибирования АСПО в добывающих скважинах широко используется технология, заключающаяся в непрерывной подаче ингибитора расположенным на поверхности дозирочным насосом по дозирочной трубке через специальную нагнетательную муфту, крепящуюся на НКТ ниже интервала начала отложения АСПВ. Данная технология, а также метод с использованием дозаторов, устанавливаемых ниже спуска насоса, наиболее целесообразны для ингибирования АСПО в НКТ эксплуатационных скважин, оборудованных пакерами.

Перед использованием ингибиторов АСПО на скважинах, не оборудованных пакерами, необходимо переоборудовать устье скважины для перепуска части добываемой продукции из выкидной линии в затрубное пространство с целью обеспечения доставки ингибитора к приему насоса и удалить накопившиеся АСПО в процессе эксплуатации с помощью химических растворителей.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчете 50–200 г на 1 т нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 5–10 раз превышает оптимальную. Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой

скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3–4 м³.

При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определенный расход ингибитора. При невозможности обеспечения вышеперечисленных условий для ингибиторной защиты может быть применена технология периодической подачи реагента в скважину с помощью агрегатов ЦА-320 и ЦА-320М (Азинмаш), которая включает монтаж, опрессовывание нагнетательной линии от агрегата к затрубному пространству скважины. Перед закачиванием ингибитора в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путем перепуска из него газа в выкидную линию, используя для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре;
- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры ввернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ.

Объем закачиваемого ингибитора в скважину для одноразовой обработки рассчитывается с учетом суммарного количества нефти в затрубном пространстве и в трубах и должен составлять не менее 5 и не более 8 % от суммарного количества нефти. После задавливания ингибитора в затрубное пространство скважину запускают в работу “на себя”, продолжительность которой составляет в среднем 6 часов. Затем скважина запускается в работу в регламентном режиме [2].

Список литературы

1. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 350–370 с.
2. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 256 с.

Научный руководитель – Кононенко А.А., канд. техн. наук, доцент

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

Блажко А.Н.

Тюменский индустриальный университет

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов многопластового месторождения одной сеткой скважин, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения при экономии ресурсов

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, скважина, КИН, схема применения ОРЭ, УЦН, ОРЭ.

Key words: Well, ESP, SSO flow charts, oil recovery, simultaneous-separate operation technology, SSO.

Схема ОРЭ пластов по назначению классифицируется на три группы:

- 1) ОРЭ пластов;
- 2) одновременно-раздельная закачка рабочей жидкости;
- 3) ОРЭ пласта и закачки рабочего агента.

Раздельно эксплуатируют пласты способами:

- 1) оба пласта фонтанным (фонтан-фонтан);
- 2) один пласт фонтанным, а другой – механизированным (фонтан-насос, причем это означает, что нижний пласт эксплуатируется фонтаном);
- 3) оба пласта механизированным (насос-насос).

В зависимости от условий применения каждой метод ОРЭ может быть осуществлен в нескольких вариантах.

Оборудование для ОРЭ пластов состоит из наземных и внутрискважинных узлов. Наземные узлы оборудования, также как фонтанная арматура, насосные установки и др. предназначены для герметизации устья скважин, передачи движения и обеспечения регулирования режимных параметров.

Подземные узлы обеспечивают герметизацию пластов, отбор (или закачку) заданного объема жидкости и его подъем на поверхность. Серийно выпускаемое оборудование, обязательный элемент которого – пакер, обеспечивает возможность эксплуатации пластов по одной колонне труб. Для скважин с добычей нефти по схеме фонтан-фонтан известны установки двух типов: с двумя параллельно расположенными рядами насосно-компрессорных труб типа УФ2П (УФЭ, УФП, УФП2) и с концентрически расположенными рядами НКТ – установка УВЛГ, применяемая также для внутрискважинной газлифтной эксплуатации. Установки типа УФ2П (рис. 1) предназначены для эксплуатации колонн диаметрами 116 и 168 мм с допустимыми сочетаниями условных диаметров НКТ первого и второго рядов 48x48, 60x60, 73x48 мм. Для раздельной эксплуатации двух пластов по схеме фонтан-насос и насос-фонтан выпускаются установки с исполь-

зованием штангового скважинного насоса и погружного центробежного насоса. В установках штангового типа одна из параллельно спущенных колонн НКТ берется большего диаметра, допускающего спуск вставного насоса. Для того чтобы во время спуска или подъема колонны НКТ не происходило зацепления муфт, над ними устанавливаются конические кольца. Схема с применением погружного центробежного насоса представляет более сложную конструкцию подземного оборудования.

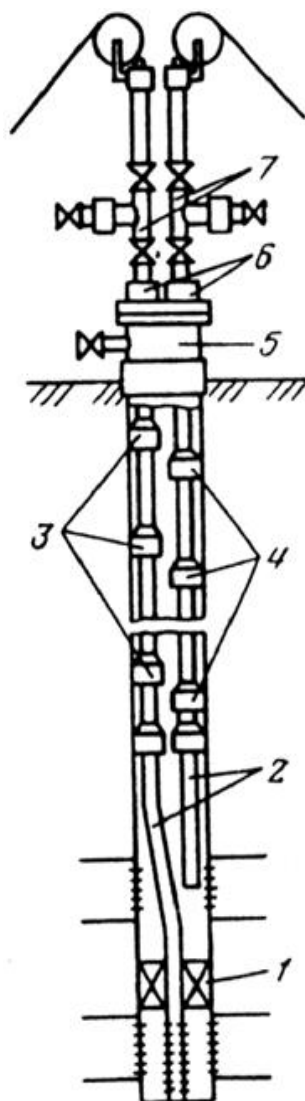


Рисунок 1 – Схема установки для отдельной эксплуатации двух пластов с двумя параллельными рядами труб по схеме фонтан-фонтан: 1 – пакер; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3, 4 – малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытием соответственно для первого и второго рядов труб; 5 – тройник фонтанной арматуры (для сообщения с затрубным пространством); 6 – двухрядный сальник; 7 – тройники для направления продукции в выкидные линии.

Дополнительное оборудование

На скважинах с дебитом жидкости менее $17 \text{ м}^3/\text{сут}$ на каждый пласт для одновременно-раздельной эксплуатации пластов рекомендуется использовать:

- пакер механический осевой установки (ПРО-ЯМОЗ, производства НПФ «ПАКЕР», г. Октябрьский) для герметичного разобщения интервалов ствола эксплуатационной колонны;

- рекомендуется применение штанг с максимальным допустимым приведенным напряжением более 100 МПа;

- для предотвращения быстрого истирания штанг и НКТ, снижения нагрузок на штанговую колонну от сил трения рекомендуется использовать роликовый центратор штанг;
- станки-качалки с максимальной нагрузкой более 100 кН.

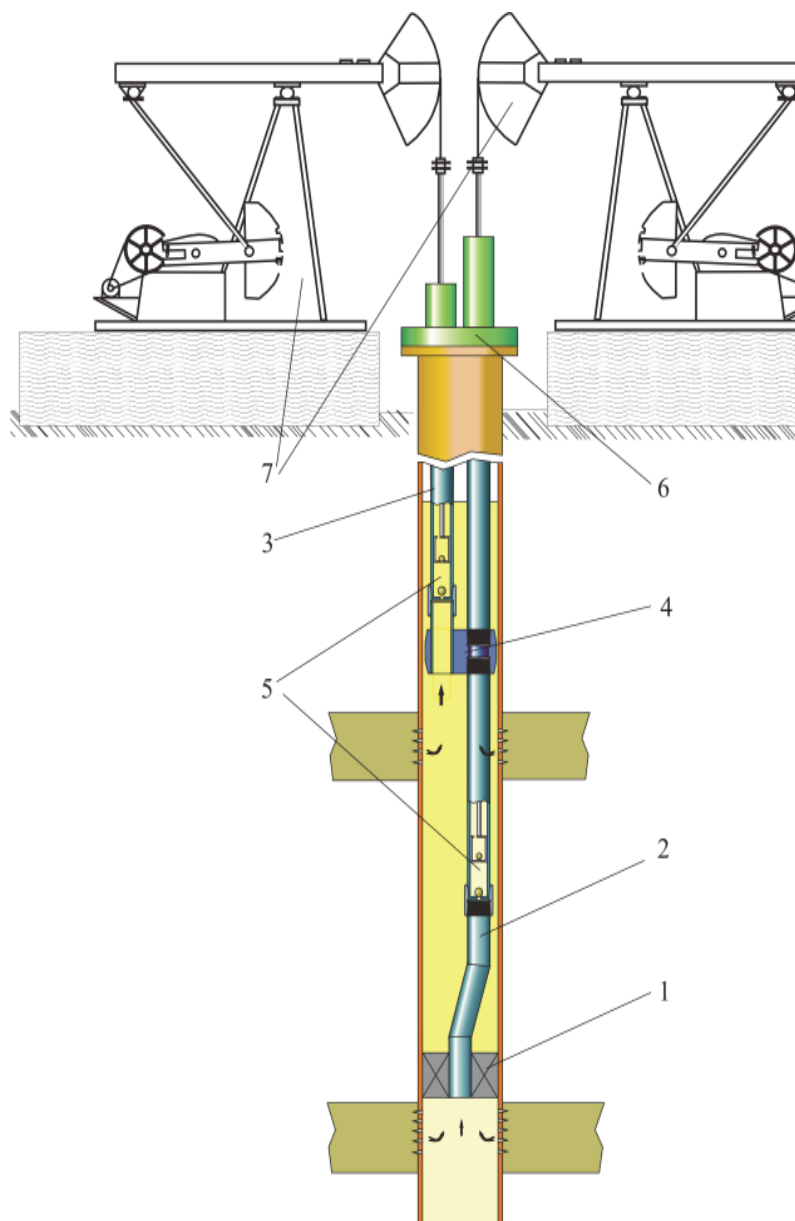


Рисунок 2 – Схема установки для одновременно-раздельной эксплуатации для скважин с дебитом жидкости менее $17 \text{ м}^3/\text{сут}$ на каждый пласт: 1 – пакер; 2 – установка штангового насоса на нижний пласт; 3 – установка штангового насоса на верхний пласт; 4 – параллельный якорь; 5 – насос; 6 – двухствольная устьевая арматура; 7 – станок-качалка

Заключение:

Установки с использованием насосов типа НСН2 более производительны. В установке типа 1УНР (рис. 2, г) при ходе плунжера вверх происхо-

дит заполнение цилиндра насоса сначала жидкостью пласта с меньшим давлением, а затем (после прохождения плунжером отверстия на боковой поверхности цилиндра) – жидкостью пласта с высоким давлением.

Список литературы

1. Оборудование для одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной // http://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=93 (дата обращения: 02.02.2017).
2. Дополнение к проекту разработки Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения.
3. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров // Нефт. хоз-во. –2006. –№3. – С.58–61.

Научный руководитель – Корабельников М.И., канд. техн. наук, доцент

СТУПЕНЬ ЭЦН, ИЗГОТОВЛЕННАЯ ПО ИННОВАЦИОННОЙ МИМ-ТЕХНОЛОГИИ

Гриценко Н.А.
Тюменский индустриальный университет

ЭЦНWR2 (Wear Resistant Wide Range Pump) или ЭЦН-МИМ – это электродвигательный насос со ступенями, изготовленными по инновационной МИМ технологии (Metal Injection Molding – МИМ), запатентованной компанией «Борец».

МИМ – технология – это объединение пластического формования с порошковой металлургией, сложность формы деталей сочетается с высокими механическими свойствами металлов. Инжекционное формование металлов, известное за рубежом под общим названием РИМ-технология, является относительно новой технологией изготовления металлических (МИМ-технология) и керамических (СИМ-технология) изделий. Данная технология раньше использовалась исключительно в оборонно-промышленной и аэрокосмической отраслях.

МИМ-технология объединяет классическое инжекционное формование пластмасс и технологию спекания металлических порошков, соответственно сочетает в себе сложность конструкции и точность пластмассовых изделий со свойствами металлов и сплавов. В данной технологии, в качестве сырья, используется сбалансированная гранулированная смесь мелкодисперсных металлических порошков и полимерного связующего вещества, которая называется фидстоком.

Данная технология включается в себя 4 стадии по изготовлению необходимой детали (рисунок 1):

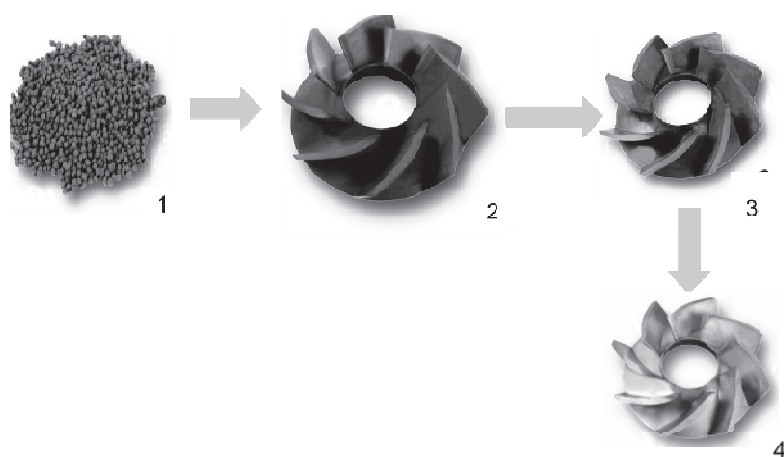


Рисунок 1 – Стадии изготовления лопасти для ступени ЭЦН

- 1 – Исходный материал для МИМ: гранулы, для формования в термопласт-автомате;
2 – Деталь после формования; 3 – Деталь после удаления связующего;
4 – Готовая деталь после спекания.

Конечная же деталь выглядит следующим образом (рисунок 2):

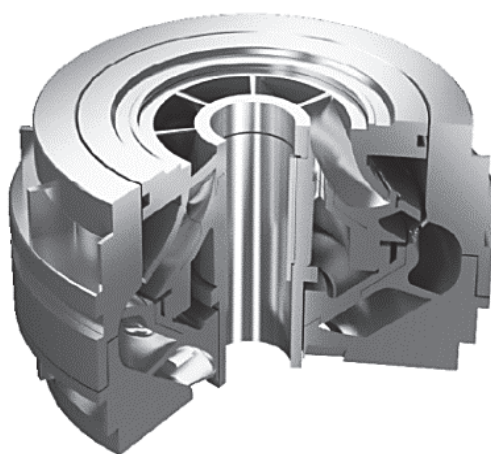


Рисунок 2 – Ступень ЭЦН-МИМ

К преимуществам МИМ технологии относятся:

- Неограниченные возможности по сложности конструкции и форме изготавливаемых деталей (необходима механическая обработка посадочных размеров)
- Низкая шероховатость поверхности (до $Ra = 0,63$ мкм), отсутствие корок, раковин, подкорочных пор, что способствует уменьшению риска солеотложения

- Высокая твердость материала деталей, соизмеримая с износостойкостью твердого сплава, за счет модификации характеристик материалов и применения легирующих добавок (твердость 57 HRC, микротвердость карбонитритной фазы более 9 баллов по шкале Мооса)

- Высокая точность допусков на размеры деталей

Сравнение материалов по коррозионно- и износостойкости представлено на рисунке 3.

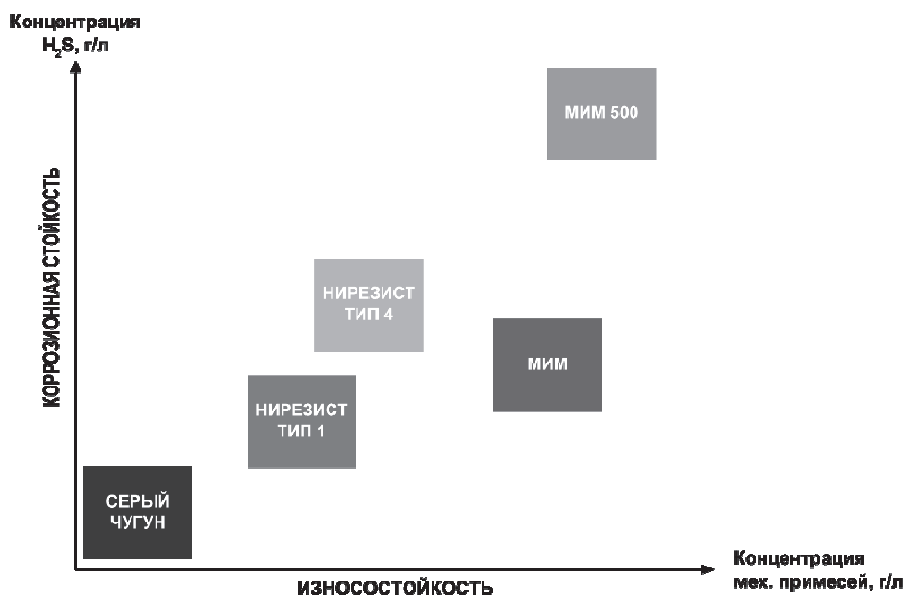


Рисунок 3 – Сравнение материалов по коррозионно – и износостойкости

В результате использования МИМ технологии специалистам удалось изготовить серийную ступень ЭЦН идеальной геометрической формы с достаточно низкой шероховатостью (2,5 мкм) и высоким классом точности (максимальная погрешность составляет 8 мкм). Высокие технические показатели позволяют добиться максимально возможных напорно-расходных и энергетических характеристик. Например, при оптимальном дебите коэффициент полезного действия насоса составляет около 73,5 %. Вследствие того, что по данной технологии у рабочих органов получается минимальная шероховатость, то налипание солей должно наблюдаться минимальным или вообще отсутствовать.

При подтверждении этих показателей в реальных испытаниях данную установку можно будет отнести к разряду энергосберегающего оборудования.

Список литературы

1. Абужаков А.З. Энергоэффективный дизайн ЭЦН на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Инженерная практика. Выпуск 6. – 2011. – С. 36–41.

2. Электроцентробежные насосы с рабочими органами, изготовленными МИМ-технологией (ЭЦНWR2). Технические условия. – 2014. – С. 31.

3. Электроцентробежные насосы с рабочими органами, изготовленными МИМ-технологией (ЭЦНWR2). Руководство по эксплуатации. – 2014. – С. 22.

Научный руководитель – Апасов Т.К., канд. техн. наук, доцент

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН С ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ

Густь Д.В.

Тюменский индустриальный университет

Значительное количество нефти, добывается в России с использованием установок погружных электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). При этом большая доля добычи приходится на районы со сложными климатическими условиями, и удалённые от производителей нефтепромыслового оборудования, что влечёт за собой повышенные затраты на доставку и хранение насосных установок[1].

Добыча нефти сопровождается осложнениями, параметры которых могут изменяться в широких пределах в течение достаточно короткого промежутка времени (сравнимого с межремонтным периодом УЭЦН)[2].

Это вызвано ухудшающейся в процессе добычи проницаемостью пород, изменением режимов отбора жидкости и закачки для поддержания пластового давления, изменением обводнённости, плотности жидкости, газового фактора, вязкости жидкости и т.д. При достаточно больших межремонтных периодах работы насосной установки (300–900 суток) эти осложнения приходится на период эксплуатации одной установки[3]. Все эти параметры оказывают существенное влияние на режим работы системы скважина – насосная установка. Кроме того, существует значительное число различных осложнений, которые могут и не изменяться в процессе работы насосной установки, однако они также сильно влияют на её эксплуатацию.[4]

Наиболее часто встречающаяся проблема – это большое содержание нерастворённого (свободного) газа (большой газовый фактор) в жидкости на приёме насоса. Большой газовый фактор сопутствует эксплуатации УЭЦН как на ранних стадиях разработки, так и на завершающих. Кроме того форсированный отбор нефти, получающий всё большее распространение ведёт к высокому газосодержанию на приёме насоса. Однако газ имеет двоякое влияние: с одной стороны отрицательное, с другой положительное. Высокое входное газосодержание, приводит к существенному снижению развиваемого давления и подачи насосной установки. Нередки случаи, когда повышенное газосодержание на приёме насоса приводит к

срыву подачи установки. Однако, актуальную задачу сокращения потребления электроэнергии можно решить при помощи использования полезной работы газа в насосно-компрессорных трубах. То есть необходимо, чтобы как можно больше газа попадало в НКТ. Поэтому создание УЭЦН способного перекачивать газожидкостную смесь с высоким содержанием свободного газа является актуальной задачей. [5]

Эффективное использование УЭЦН в течение его периода эксплуатации требует согласования параметров системы скважина-погружная установка. Однако этого не всегда удаётся добиться в связи с тем, что существующие установки имеют достаточно небольшую рабочую зону. Диапазон рабочих параметров ограничивается целым рядом разносторонних факторов.

В связи с этим, существует необходимость регулирования параметров (обычно расход и напор) насосной установки. Представляется перспективным осуществление такой синхронизации путем изменения частоты вращения вала насоса (частотное регулирование). За последние годы произошло существенное развитие оборудования, позволяющего задавать частоту вращения ротора-насосной установки более 10000 об./мин. Разработка новых конструкций высокооборотных (т.е. выше 3000 об./мин.) УЭЦН является комплексной задачей, которая требует не только применения новых материалов, но и новых конструктивных схем, новой геометрии проточных каналов, новых конструкций электродвигателей и т.д. [6]

Поэтому повышение эффективности эксплуатации скважин УЭЦН с частотно-регулируемым электроприводом при повышенных частотах вращения.

Частотно-регулируемый электроприводом имеет такие преимущества как:

- Высокая энергоэффективность.
- Минимизация совокупных затрат в течение жизненного цикла за счет конструктивных решений и качества комплектующих.
- Герметичный шкаф управления с высокоэффективным двухконтурным воздушным теплообменником.
- Простота ремонта и сервисного обслуживания за счет модульной конструкции инвертора.
- Высокий коэффициент мощности.

Основные функции привода:

- Управление частотой вращения в режиме контроля частоты, тока, любого из параметров погружной телеметрии;
- Запуск без ожидания прекращения «турбинного вращения» вала УЭЦН;
- Установка защит и параметров для автоматического перезапуска;
- Режим автоматического ограничения перегрузки погружного электродвигателя (ПЭД) путем снижения частоты вращения;
- Удаленный сбор данных, мониторинг и управление скважиной, в том числе через GSM модем;

- Автоматическая оптимизация напряжения ПЭД для снижения затрат электроэнергии и нагрева ПЭД и ТМПН;
- Разгон по программе для вывода на режим;
- Работа в циклическом режиме с задаваемыми временами работы и останова;
- Встроенная поддержка АСУ «Регион», «Телескоп», «Салым петролеум»);
- Возможность полностью автоматического подхвата «турбинного вращения» вала УЭЦН с торможением, сменой вращения и разгоном до заданной частоты;
- Векторное управление для поддержания постоянства нагрузки/давления
- Применение различных режимов пуска, таких как толчковый пуск, пуск с синхронизацией, три варианта пуска в раскачку
- Работа с системами погружной телеметрии различных производителей. [7]

Список литературы

1. Муравьёв И.М, Мищенко И.Т. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях. М.: «Недра», 1969. – 248 с.
2. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. «О некоторых перспективных путях развития УЭЦН»: Территория нефтегаз, №5, 2008 г., с. 61–63.
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – №.4 – С.37–44.
4. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – №.4 – С.37–44.
5. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи [Текст] / А.Т. Хусаинов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – №1. – С.127–135.
6. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Т.12-3 – №3. – С. 64–69.

Научный руководитель – Юшков А.Ю., канд. техн. наук, доцент

РАСШИРЯЮЩИЕСЯ СИСТЕМЫ «НЬЮ ТЕК СЕРВИСЕЗ» КАК ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН РАНЕЕ КОНСЕРВИРОВАННЫХ СКВАЖИН

Мелюхин А.А.

Тюменский индустриальный университет

На сегодняшний день нефтяные компании в поисках «работающих» технологий ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн. Высокий спрос происходит из-за старения колонн и различных нарушений ЭК, связанных с проводимыми ремонтными работами на скважинах.

В 2016 году специалистами «НьюТек Сервисез» были проведены операции по спуску и установке расширяющихся систем для устранения негерметичности эксплуатационных колонн (НЭК) на месторождениях Нижневартовского района. Данная технология была успешна и рекомендована к применению. Результаты работ будут рассмотрены в данной статье.

Ключевые слова: НЭК, расширяющаяся система, эксплуатационная колонна, скважина, негерметичность.

Key word: Well, expanding system, production casing, leakage.

Преимущества расширяющейся системы:

- компоненты системы металл-металл имеют резьбовые соединения, что позволяет производить ликвидацию негерметичности эксплуатационной колонны любой длины;
- система выдерживает более высокие нагрузки, давления на разрыв и смятие, чем ЭК, максимально допустимая депрессия 25МПа;
- установка системы позволяет решить проблему с минимальной потерей проходного диаметра 11–19мм;
- срок службы сопоставим со сроком службы скважины.

Расширяющаяся система состоит из: расширяющего инструмента, расширяемых труб и расширяемых труб-уплотнений. Количество расширяемых труб определяется длиной интервала НЭК. Снизу и сверху труб устанавливаются расширяемые трубы-уплотнения. После спуска системы до заданной глубины (на НКТ или БТ), производится ее активация при помощи прокачиваемой пробки. Расширение производится при помощи расширяющего конуса, установленного на расширяющем инструменте, комбинированным способом (давлением – прокачка бурового раствора и натяжением – подъемом НКТ или БТ). Направление расширения – снизу вверх. В процессе расширения нижние и верхние уплотнения входят в контакт с эксплуатационной колонной и отделяют проблемный интервал от внутриколонного пространства (рис. 1).

Сравнительная таблица технологий ликвидации НЭК

№ п/п	Критерии	Расширяющиеся системы Нью-Тек Сервисез	Металлический пластырь		2-х пакерные системы		
			ИМП (извлекаемый металлический пластырь)	ПМР (пластырь металлический расширяемый)	59 мм	79 мм	95 мм
1	Максимальная длина негерметичности эксплуатационной колонны, м	Нет ограничений	15	40	1500	500	150
2	Максимально-допустимая депрессия, Мпа	25	15	15	35	25	25
3	Уменьшение проходного диаметра, мм:	11,6–19,4	28–30	10–12	71	51	35
	- для э/к Ø 168 мм	16,4–18,2	--				
	- для э/к Ø 146 мм	14,1–14,8					
	- для э/к Ø 139,7 мм	14,3–15,2					
4	Повышенные требования к уплотнительным материалам	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
5	Возможность смены способа эксплуатации	Да	Да	Да	Да	Да	Да
6	Возможность извлечения	Да	Да	Нет	Да	Да	Да
7	Максимальная глубина НЭК, м	Нет ограничений	1600	1200	--		
8	Другие ограничения	Нет	Высокая коррозия стенок э/к		Глубина спуска ЭЦН (кроме малогабаритных)		

Наклонно-направленная скважина «А» была законсервирована в 2006 году по причине негерметичности эксплуатационной колонны. По данным ГИС, перед проведением операции по установке расширяемой системы, НЭК находился в интервале 2088–2089 м, а зона заколонного перетока – в интервале 2090–2111 м. Для перекрытия этих интервалов была произведена установка расширяющейся системы длиной 55 м в интервале 2075–2130 м. В результате проведенных работ приток из зоны НЭК прекратился.

Наклонно-направленная скважина «Б» не работала с начала 2015 года. По данным ГИС, перед проведением операции по установке расширяемой системы, НЭК находился в интервале 1861–1864 м, а зона с дефектами эксплуатационной колонны – в интервале 1862–1883 м. Было принято решение о перекрытии этих интервалов расширяющейся системой. Для этой цели был произведен спуск и установка системы длиной 51 м в интервале 1849–1900 м. Установка была проведена в штатном режиме. В результате приток из зоны НЭК прекратился.

После установки расширяющейся системы в скважине были записаны промыслово-геофизические исследования, подтверждающие ликвидацию негерметичности эксплуатационной колонны.

Дополнительный прирост нефти составил по скважине «А» 6,72 т/сут, по скважине «Б» 9,96 т/сут.

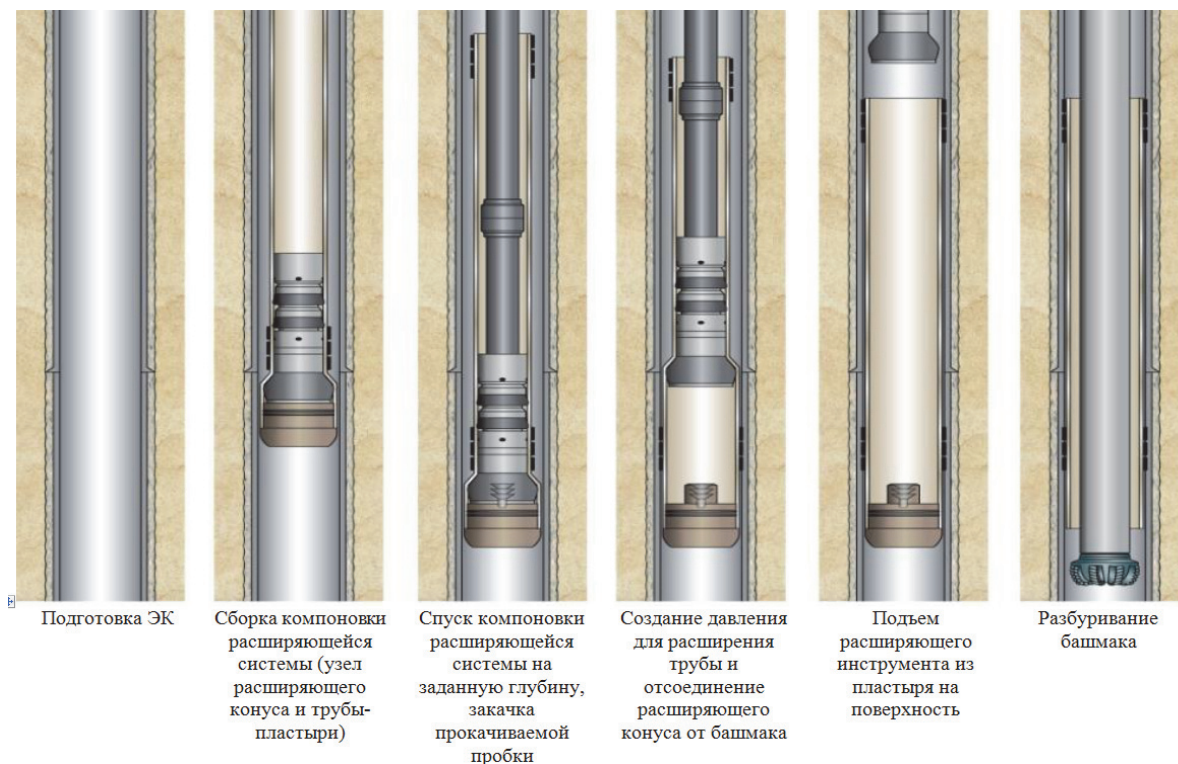


Рисунок 1 – Последовательность операций установки расширяющейся системы

Таблица №2

Результаты проведения опытно-промышленных испытаний

Основные параметры	Скважина А		Скважина Б	
	До проведения операции	После проведения операции	До проведения операции	После проведения операции
Проходной диаметр ЭК, мм	150,2	135,4	132	117,4
Дебит скважинного флюида, м ³ /сут	420	30	160	80
- в том числе нефти, т/сут	0,1	6,72	0,1	9,96
Обводненность, %	100	73	100	85

Список литературы

1. Усманов Т.С., Афанасьев И.С., Хатмуллин И.Ф., Мухамедшин Р.К, Муллагалин И.З. и др. Снижение рисков при проведении ремонтно-изоляционных работ // Нефтяное хозяйство – 2004. – № 8. – С. 86–89.
2. Материалы представленные компанией «НьюТек Сервисез».

Научный руководитель – Кривова Н.Р., канд. техн. наук, доцент

КОНСТРУКЦИЯ ГИДРОВИНТОВОГО ПРИВОДА ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Шулин В.С.

Альметьевский государственный нефтяной институт

Самым распространенным способом добычи нефти и газа в нефтедобывающей промышленности является штанговый насосный способ.

Штанговая скважинная насосная установка состоит из трех частей – скважинного насоса, насосных штанг и наземного привода.

Для привода штангового насоса у устья скважины монтируют тот или иной приводной механизм. На промыслах наиболее распространен индивидуальный балансирующий привод с шатунно-кривошипным механизмом – станок-качалка, цепные приводы скважинных штанговых насосов [1].

Однако, обладая преимуществами современные станки-качалки (СК) имеют и определенные недостатки:

- обладают высокой металлоемкостью – в среднем 15–25 т – и поэтому требуют сооружения массивного железобетонного фундамента или стального основания;
- наличие значительных неуравновешенных масс не позволяет использовать их на морских промыслах, а на заболоченных территориях требуется сооружение дорогостоящих фундаментов, стоимость которых может превышать стоимость самих СК;
- современные СК состоят из рамы, стойки, преобразующего механизма (балансир, траверс, шатуны, кривошипы), редуктора, клиноременной передачи и приводного двигателя. Их ремонт или замена являются чрезвычайно трудоемкими и дорогостоящими операциями, что обусловлено, в частности, значительной массой и габаритами оборудования.

В связи со старением многих крупных нефтяных месторождений и их выходом в позднюю стадию разработки, все большим вводом в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, в частности высоковязких нефтей, усложнением условий добычи нефти, постоянным ростом цен на электроэнергию, все увеличивающейся налоговой нагрузкой на нефтедобывающие предприятия обостряется вопрос выбора оборудования для эксплуатации скважин, которое обеспечивало бы добычу нефти в сложных условиях при наименьших затратах. Одним из путей снижения затрат на добычу нефти при механизированном способе эксплуатации скважин является применение в составе насосных установок тихоходных безбалансирующих цепных приводов штангового насоса.

Однако существующие цепные приводы скважинного штангового насоса обладают следующими недостатками:

- невозможность выставить в одной вертикальной плоскости верхнюю и нижнюю звездочки вызывает перекося, напряжения изгиба и кручения цепи, звездочек и элемента, передающего движение к противовесу;
- дополнительные напряжения приводят к частым поломкам, износу частей привода, повышенному расходу электроэнергии для преодоления возникающих сопротивлений;
- большая металлоемкость конструкции, а ее изготовление связано со значительными финансовыми затратами и технологическими трудностями.

Малодобитные скважины часто характеризуются повышенной вязкостью добываемой жидкости, наличием в ней большого количества асфальтосмолистых и парафинистых веществ (АСПВ), механических примесей (песка). Такие условия эксплуатации приводят к ускоренному выходу из строя глубинного оборудования малодобитных скважин, а в конечном счете – к снижению рентабельности добычи нефти из таких скважин [2].

Все это вызывает необходимость разработки более совершенных способов и технических средств, обеспечивающих эффективную добычу нефти из малодобитных скважин.

Конструкция предлагаемого нами гидровинтового привода представлена на рисунке 1.

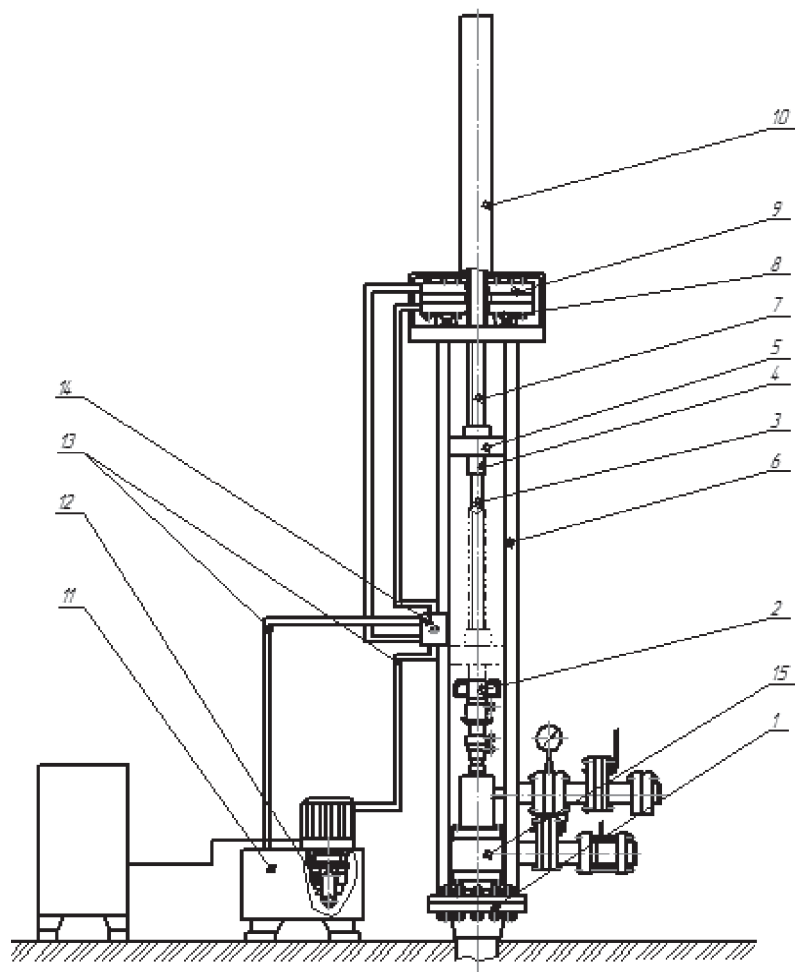


Рисунок 1 – Гидровинтовой привод ШСН: 1 – фланец колонной обвязки; 2 – устьевой сальник; 3 – полированный шток; 4 – узел подвески; 5 – каретка; 6 – корпус; 7 – приводной винт; 8 – подшипники; 9 – гидродвигатель; 10 – защитный кожух; 11 – гидробак; 12 – силовой насос; 13 – маслопроводы; 14 – гидрореле; 15 – малогабаритная устьевая арматура

Разработаны следующие основные узлы привода:

- корпус (рама);
- узел установки гидродвигателя на раму;
- опора гайки;
- приводной винт;
- каретка;
- крепление привода на фланец трубной головки.

Привод состоит из корпуса 6, выполненного из уголков и планшайб (верхних и нижних) сваренных в единую металлоконструкцию и устанавливаемого на фланце колонной обвязки 1 скважины.

На раме корпуса устанавливается гидродвигатель 9 представляющий собой реверсивный полноповоротный гидравлический двигатель роторно-планетарного типа, имеющий ротор с гайкой, сообщающей возвратно-поступательное движение приводному винту с кареткой, удерживающей винт от проворачивания.

Нижний конец винта 7 соединен при помощи резьбы с полированным штоком 3, совершающим движение в сальниковом узле 2, малогабаритной устьевой арматуры 15. На верхнюю часть гидродвигателя устанавливается защитный кожух 10 приводного винта.

Гидродвигатель состоит из корпуса 1, внутри которого имеются гидравлические каналы для подачи масла из гидростанции по маслопроводу.

Каретка (рисунок 2) предназначена для удержания приводного винта от проворачивания в процессе работы привода. Она состоит из литого корпуса с отверстиями, в которые запрессованы четыре оси 2. На них с помощью подшипника 5, гайки 4, шайбы 6 устанавливается ролик 3.

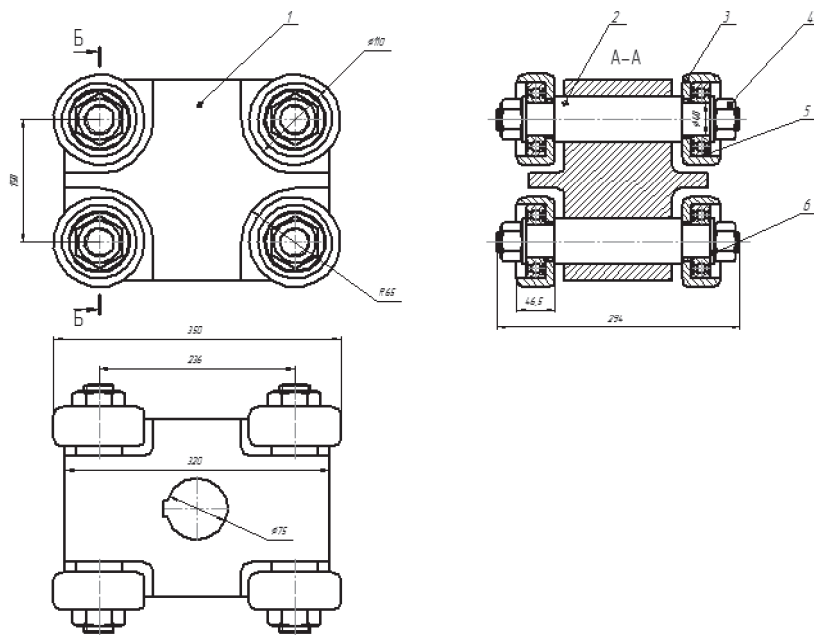


Рисунок 2 – Каретка: 1 – корпус; 2 – ось; 3 – ролик; 4 – гайка;
5 – подшипник; 6 – шайба

Каретка с приводным винтом соединяется посредством шпоночного соединения и гайки с шайбой (рисунок 3).

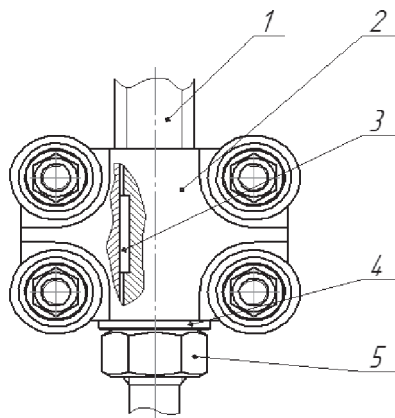


Рисунок 3 – Соединение каретки с приводным винтом:
1 – приводной винт; 2 – каретка; 3 – шпонка; 4 – шайба; 5 – гайка

Принцип действия гидровинтового привода заключается в следующем:

При подаче питания на электродвигатель жидкость от насоса по всасывающему трубопроводу через фильтр и распределитель поступает в гидродвигатель. Под действием давления гидрожидкости приводится в планетарное вращательное движение шестерня гидродвигателя. Гайка, соединенная с шестерней гидродвигателя с помощью шлицевого соединения, при вращении сообщает возвратно-поступательное движение винту, а винт через колонну штанг – плунжеру штангового скважинного насоса. Изменение направления движения приводного винта осуществляется гидравлическим переключателем системы реверсирования.

Предложенная конструкция гидровинтового привода штангового скважинного насоса позволяет эффективнее добывать скважинную продукцию с минимальными трудовыми и экономическими затратами в постоянном режиме на малодебитных скважинах по сравнению с существующими приводами, которые эксплуатируют в периодическом режиме. Ведь, как известно, периодическая эксплуатация малодебитных скважин приводит к потерям в добыче нефти, в некоторых случаях – к преждевременному обводнению продукции.

Применение гидровинтового привода позволит сократить время затрачиваемое на его монтаж и демонтаж, затраты на эксплуатацию по сравнению с существующими приводами. Использование малогабаритной устьевого арматуры позволит сократить металлоемкость конструкции и габариты.

Гидровинтовой привод повысит экологическую и производственную безопасность по сравнению с существующими гидроприводами благодаря меньшему давлению рабочей жидкости в гидросистеме и отсутствию сложных уравновешивающих устройств.

Сегодня основное направление развития приводов заключается в увеличении надежности, облегчении монтажа и обслуживания, снижении металлоемкости и удельных энергозатрат. Этим требованиям полностью удовлетворяет разработанный гидровинтовой привод штангового скважинного насоса.

Список литературы

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. учебное пособие. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.

2. Юдин В.И. Гидрофицированные приводы штанговых скважинных насосов. АГНИ. Ученые записки, том X, часть 1. – Альметьевск, Альметьевский государственный нефтяной институт, 2012.

Научный руководитель – Бикбулатова Г.И., канд. техн. наук, доцент

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛУНЖЕРНЫХ И ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ

Энгиноев К.Б., Велиев Х.Б.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация: статья посвящена проблеме выбора между наиболее эффективными насосами для перекачки жидкости. Для сравнительной характеристики рассматриваются преимущества и недостатки плунжерных и поршневых насосов.

Ключевые слова: насос, плунжер, поршень, недостатки, преимущества, приводная часть, гидравлическая часть, трубопровод, жидкость

Abstract: the article is devoted to the problem of choosing between the most efficient pumps for pumping liquids. For comparative characteristics, the advantages and disadvantages of plunger and piston pumps are considered.

Key words: pump, plunger, piston, disadvantages, advantages, drive part, hydraulic part, pipeline, liquid.

Введение

В нефтегазовой отрасли используют разные виды насосов, как для добычи, переработки, так и для транспортировки нефти и газа. Насос – это гидравлическая машина для перекачки жидкости. Два наиболее часто используемых насоса – это плунжерный и поршневой насосы. Для выявления

положительных и отрицательных сторон этих насосов проведем их сравнительную характеристику.

Плунжерный насос

Плунжер – вытеснитель цилиндрической формы, длина которого намного больше диаметра.

Для плунжерных насосов, как и для других объёмных насосов характерны пульсации подачи и давления, что является недостатком. Для уменьшения пульсаций несколько плунжеров располагают в ряд, соединяют их с одним валом, при этом циклы работы должны быть сдвинуты друг относительно друга по фазе на равные углы. Такая конструкция увеличивает поперечные габариты насоса.

Для уменьшения пульсаций также используют дифференциальную схему включения насоса. Здесь, за счёт соединения между собой основной рабочей и штоковой полостей, происходит нагнетание жидкости и во время прямого хода плунжера, и во время обратного хода. Но у таких насосов отсутствует своя клапанная система распределения.

Двухсторонний насос имеет свою клапанную систему распределения. Такие насосы, в отличие от насосов одностороннего действия, имеют более низкий коэффициент пульсаций, а к.п.д. более высокий.

Задачей, на решение которой направлено заявляемое изобретение, является создание плунжерного агрегата, насос которого обеспечивает высокие технические показатели (напор, подачу) при низком коэффициенте пульсаций, обладает незначительными поперечными габаритами, способен функционировать вместе с любым двигателем, позволяющим получать крутящий момент с вала. Соответственно, агрегат должен обладать более высоким к.п.д., и автономностью.

Задача решена за счёт использования в конструкции плунжерного агрегата плунжерного насоса, винтовой привод (механизм) которого, обеспечивает возможность преобразования однонаправленного вращательного движения ведущего вала в возвратно-поступательное движение двухсторонних плунжеров в едином корпусе, а также клапанной системы распределения, обеспечивающей возможность равномерного распределение перекачиваемой жидкости или газа. Винтовым механизмом, такая возможность достигается за счёт использования эффекта заклинивания, в различные неподвижные винтовые структурные группы при вращении ведущего звена – винта.

Плунжерный насос содержит приводную часть и гидравлическую часть. Приводная часть содержит винтовой привод (механизм) для преобразования вращательного движения вала двигателя в возвратно-поступательное движение плунжеров. Гидравлическая часть содержит цилиндр (цилиндрическая проточка выполнена в корпусе 3), плунжеры, всасывающие и нагнетательные клапана, может содержать уплотнения плунжеров, предохранительные клапана.

Минусы плунжерных насосов:

- прерывистая подача, следовательно, излишние издержки энергии на пульсацию скорости потока;
- присутствие клапанов, громоздкая масса и объемные параметры;
- каверзность регулирования подачи и неосуществимость реверса;
- затруднительный ремонт и использование;
- усложненность привода от электродвигателя к насосу;
- ограниченная частота используемых ходов из-за повышения инерционных сил и сложности формирования быстродействующих клапанов. [2] [4]

Поршневой насос

Устройство «Поршневой насос» представляет собой насос объемного типа, предназначено для перекачки жидких тел, с возможностью размещения в скважинах. Может использоваться в насосных агрегатах.

Устройство может использоваться во всех отраслях промышленности, в том числе:

в нефтедобывающей в процессе бурения, эксплуатации, ремонта скважин, для повышения нефтеотдачи пласта;

- в химической и нефтехимической отрасли для перекачивания кислот, аммиака, карбамида, меламин, подачи реагентов под давлением;
- в энергетике в качестве питательного насоса котельной установки парогенератора;
- в пищевой промышленности в составе оборудования для гомогенизации;
- в машиностроении, для гидравлических прессов;
- в производствах требующих высоких давлений, в том числе взрыво- и пожароопасных;
- в коммунальном хозяйстве при ремонте, опрессовки гидросистем и трубопроводов, при промывке канализации;
- в паровых промысловых установках в качестве питательного насоса;
- в газовой отрасли;
- в сельском хозяйстве.

Кроме того, устройство может монтироваться на спецтехнике, а также применяться на судах и плавсредствах всех классов в качестве трюмных, зачистных и прочих насосов.

Поршневой насос содержит корпус с всасывающими и напорными клапанами. Внутри корпуса с возможностью вращения и с возможностью взаимного, относительного вдоль оси корпуса перемещения, установлены два двухсторонних поршня. Поршни связаны между собой и корпусом винтовым приводом.

Минусы поршневых насосов:

- внушительная металлоемкость и немалая цена, которые обуславливаются принципом деятельности (периодичностью всасывания и подачи нефти) и тихим ходом;
- возвратно-поступательное передвижение поршня, возбуждающее потребность в весомах фундаментах;
- огромная используемая площадь (насосом и его приводом);
- присутствие клапанов, которые требуют регулярной очистки и ремонта, а также исключают вероятность перекачки жидкостей, которые содержат взвешенные прочные частицы (суспензии);
- необходимость в периодичной передаче между насосом и двигателем;
- непостоянное всасывание и нагнетание жидкости .[1] [3]

Заключение

Исходя из всего вышеперечисленного, можно смело заявить, что каждый насос полезен в своей сфере применения. Плунжерный насос, в свою очередь, полезен при работе с большими давлениями, если сравнивать с поршневым насосом, но второй, в свою очередь, выгоднее, как в цене, так и в использовании.[1][2][5]

Список литературы

1. Чиняев И. А. Поршневые насосы. М.: Машиностроение, 1966. – 188 с.
2. В. И. Турк, А. В. Минаев, В. Я. Карелин, Насосы и насосные станции, 1977, Издательство: Стройиздат
3. <http://neftepererabotka-info.ru/nasosy.php>
4. <http://www.ngpedia.ru/id179800p1.html>
5. http://nasospt.ru/market/nasos_1_1pt25d1m2/

Научный руководитель: Краснов В.Г., канд. техн. наук, доцент

ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ, КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

Эпов И.Н.

Тюменский индустриальный университет

На сегодняшний день большинство месторождений нефти в России эксплуатируются с использованием заводнения, обеспечивающее поддержание пластового давления и высокий темп извлечения нефти. Существенным недостатком данной технологии является неуклонно растущая обводненность скважинной продукции и неравномерная выработка запасов в неоднородных, сложно построенных коллекторах.

Повышение нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов является актуальным, так как наиболее крупные месторождения в России вступают в позднюю стадию эксплуатации, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно возрастает [1]. Одним из методов повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах, который применяется отечественными и зарубежными специалистами, является потокоотклоняющие технологии (ПОТ). Обзор современных ПОТ показал, что на сегодня существует более 400 технологий, но в основном из них используется около ста [2]. Анализируя данные по применению технологий можно сделать вывод о том, что наибольшее применение нашли дисперсные системы, гелеобразующие составы и растворы полимеров.

Обзор отечественного и зарубежного опыта

Одними из самых востребованных технологий является применение полиакриламида (ПАА) и его модификаций. Удельная технологическая эффективность данных видов обработок очень высокая от 1000 до 5000 т нефти на 1 т сухого полимера. Наиболее активно технологии с применением ПАА для увеличения нефтеотдачи применяют в ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Татнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ» и др. [3].

В практике промысловых работ широкое применение нашли технологии с использованием водных растворов силиката натрия и хлористого кальция (технология КС), технологии, базирующиеся на применении осадкообразующих составов на основе сульфата натрия и хлористого кальция (технология ОС), сернокислого алюминия и хлористого кальция (технологии ДОС).

С применением полимердисперсных систем (ПДС) и ее модификаций на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири проведено более 1300 обработок высокообводненных (до 95-98 %) участков пластов. В последние годы в ОАО «Татнефть» на поздней стадии разработки Ромашкинского, Ново-Елховского и других месторождений с применением ПДС ежегодно добывается дополнительно более 300 тыс. т нефти [3].

На протяжении многих лет ПОТ эффективно применяются в США, например, применение полимерных составов являлось основной технологией в группе химических методов, и до середины 1980-х годов отмечался рост объемов внедрения, однако в 2000-х годах произошло резкое снижение применения ПОТ в связи с падением цен на нефть.

Разработкой составов с применением силикатов для гидроизоляции нефтяных пластов (гелеобразующие составы) занимаются такие зарубежные фирмы, как Техасо Inc., Union Oil Company, Conaco Inc. и др. Так же за рубежом успешно применяются составы на основе силикагелей, разработанные компаниями «Halliburton», «Amoco», «Standard» [4].

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке ПОТ является использование биополимеров, например, состав с

биополимерами на основе ксантана. Основными производителями ксантановых полимеров являются фирмы «Статойл» (Норвегия), «Рон Пуленк (Франция) и «Келко Мерк» (США) [5].

Наибольшую известность в нашей стране получили технологии увеличения нефтеотдачи с применением биополимеров «Продукт БП-92» и «Симусан». Промысловые испытания биополимера – «Симусана» были начаты в 1987 году на Арланском месторождении. За период 1987–1990 гг. обработаны 53 нагнетательные скважины, удельный технологический эффект составил 400–800 тонн на одну тонну реагента. Из-за отсутствия биополимера промышленное внедрение было прекращено [6].

На месторождениях Казахстана для решения проблем, поставленных перед нефтедобывающими компаниями, применялись технологии закачки полимердисперсных составов (ПДС) и полимергелевых составов (ПГС) в качестве активных добавок при заводнении. Первые результаты внедрения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов в Казахстане относятся к 1981–2002 годам. В 2005 г. аналогичные технологии были использованы на месторождениях Терен-Озек, Северный Жолдыбай.

В 2005 г. на месторождении Жанажол, расположенном в восточной части Прикаспийской впадины, продуктивные пласты которого представлены карбонатными коллекторами, также впервые была применена потокоотклоняющая технология сшитых полимерных систем (СПС). Здесь был применен полиакриламид (ПАА ДП 9-8177) и сшиватель (ацетат хрома), а также вода (пресная). Результаты оказались достаточно хорошими. Таким образом, применение физико-химического заводнения продуктивных пластов на стадии падения объемов нефтеизвлечения из промышленных скважин позволило увеличить нефтеотдачу от 5–6 до 9–10 раз. Эффективность обработок составила 80 % [4].

Критерии применимости

Основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии ПОТ являются:

- вертикальная и площадная неоднородность пласта;
- неоднородный профиль приемистости по ПГИ;
- резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводненности выше средних значений по объекту.

Подбор технологии определяется также из дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технологических показателей эксплуатации скважины/участка.

Критерием применимости технологий ПОТ является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований либо по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин (косвенный способ).

Техническая пригодность нагнетательных скважин для применения технологии ОПР определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроизводительного ухода жидкости закачки из продуктивного разреза [7].

Основные геологические критерии применимости технологий ПОТ: проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм² (от 50 до 500 мД), температура пласта – не ниже 70°С для термотропных составов, коэффициент расчлененности – не менее 1,4. Указанный диапазон изменения проницаемости обуславливает значение приемистости нагнетательных скважин. При проницаемости коллектора менее 0,05 мкм² приемистость нагнетательных скважин низкая, и процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. Проницаемость ниже 0,05 мкм² снижает приемистость нагнетательной скважины на 10–20 %. Верхняя граница применимости технологий ПОТ по проницаемости обусловлена имеющейся линейкой применяемых технологий.

Расчлененность пласта и коэффициент вариации проницаемости должны рассматриваться в комплексе, необходимо определить наличие недренируемых или слабодренируемых прослоев в разрезе нагнетательной скважины. Если ее разрез представлен равномерным чередованием прослоев с малым разбросом коэффициента проницаемости, то эффективность ПОТ в такой скважине будет существенно ниже, чем в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев [7].

Примером месторождения, где используются в процессе разработки ПОТ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры является Назаргалеевское месторождение. С целью увеличения охвата пласта вытеснением и вовлечения слабодренируемых запасов нефти в разработку на объекте АС₁₁ за период 2008–2012 гг. на нагнетательном фонде скважин проведено 182 скважино-операции по закачке оторочек химических реагентов с целью выравнивания профиля приемистости и фронта вытеснения. За счёт применения ПОТ дополнительно добыто 189 тыс. т нефти, при удельной эффективности 1036 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 507 сут [8].

Наибольший эффект удалось получить от закачки осадко-гелеобразующих (ОГС) и полимер-гелеобразующих (ПГС) составов, а наименьший от закачки раствора избыточного ила.

Для определения причины успешного и безуспешного применения ПОТ на объекте АС₁₁ проведен сравнительный анализ применимости отдельных технологий и параметров объекта разработки (табл. №1).

По результатам анализа можно отметить, что соответствие критериев применимости ПОТ параметром пласта стало причиной успешного проведения операций по закачке ОГС и ПГС. Причиной безуспешного применения раствора избыточного ила можно назвать то, что для достижения результата необходима стабильно высокая температура в зоне закачки

в 54–60°C, а температура в зоне закачки составила 70–77°C. Недостатками этого раствора так же являются сложность приготовления и использования состава, т.к. бактерии, участвующие в реакции, являются анаэробами и требуют строго анаэробных условий для их развития.

Таблица № 1

Сравнительная таблица критериев применимости и параметров пласта

Параметры объекта АС ₁₁	Значение	Критерии применимости		
		Осадко-гелеобразующий состав (ОГС)	Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)	Раствор избыточного ила
Тип коллектора	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,1	-	более 2	-
Проницаемость, мкм ²	0,107	не менее 0,08	не менее 0,1	не менее 0,1
Температура в зоне закачки, °С	70–77	не более 300	не более 90	стабильная температура 54-60

В связи с этим, допустимо в дальнейшем применять ОГС и ПГС при эксплуатации не только объекта АС₁₁ Назаргалеевского месторождения, но и при эксплуатации объектов с подобными геологическими характеристиками.

Список литературы

1. Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2006. – С. 166.
2. Обоснование и исследование потокоотклоняющих технологий для повышения нефтеотдачи на месторождениях Ирака: автореф. дис.: 25.00.17 / Мохаммед Мохаммед Абдул Раззак; РГУНГ им. Губкина. – Москва, 2005. – 24 с.
3. Лобанов Ф.И. Получение акриловых полимеров с заданными свойствами для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений / Ф.И. Лобанов, В.В. Минибаев / Интервал. – 2006. – №6.
4. Нурпеисов Н.Н., Мухамеджанов М.А. Потокоотклоняющие технологии заводнения пластов на нефтяных месторождениях Западного Казахстана / Н.Н. Нурпеисов, М.А. Мухамеджанов // Известия НАН РК. Серия геологическая. – 2008. – №4. – С.58–63.
5. Гамзатов С.М., Власов С.А., Булавин В.Д. Эффективные технологии производства биополимеров в промысловых условиях и воздействия ими на пласты // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 1. – С. 45–46.
6. Власов С.А., Краснопевцева Н.В., Каган Я.М. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров // Нефтяное хозяйство – 2002. – № 7. – С. 104–109.

7. Гималетдинов Р.А., Сидоренко В.В., Фахредтинов Р.Н., Бобылев О.А., Якименко Г.Х., Павлишин Р.Л. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 78–83.

8. «Дополнение к технологической схеме разработки Назаргалеевского месторождения», Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», 2007.

Научный руководитель – Рябикова К.О., канд. техн. наук, доцент

СЕКЦИЯ V. СБОР, ТРАНСПОРТИРОВКА, ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ II И III ТИПОВ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СМОНТИРОВАННЫМИ ПРИГРУЗАМИ

Гильмияров Е.А., Силина И.Г.
Тюменский индустриальный университет

По данным на 2015 год на Уральский федеральный округ приходится более половины (56,2%) общего объема российской добычи нефти. В связи с этим, значительная часть магистральных нефтепроводов Российской Федерации проходит по территориям со сложными природно-климатическими условиями, пересекая естественные и искусственные препятствия, болота различной протяженности. Особую сложность при строительстве, эксплуатации и ремонте трубопроводов представляют болота II и III типа, где все виды работ допускается производить только с применением плавсредств.

Прокладывать трубопроводы в условиях болотистой местности допускается как подземно, так и наземно в насыпи, однако первый способ получил значительно большее распространение. При сооружении подземного трубопровода, а также его капитальном ремонте заменой участка обустройство траншеи, в основном, производится двумя способами: выемкой торфа на всю глубину болота или частичной выемкой торфа с последующей отсыпкой песка. Также известны случаи применения шнуровых и скважинных зарядов для разработки траншей на болотах I и II типа. Для облегчения продвижения техники работы по укладке трубопровода проводят преимущественно в зимний период. Несмотря на значительный опыт сооружения и ремонта трубопроводов в условиях болотистой местности, существующие технологии проведения работ не могут в полной мере обеспечить надежное функционирование трубопроводной системы.

Предлагаемая технология сооружения и ремонта трубопровода предусматривает выполнение всех видов работ при отрицательных температурах окружающей среды. Монтаж плети трубопровода осуществляется заранее на незатопленной местности, после чего плеть доставляется к месту укладки трубоукладчиками. Для предотвращения трубопровода от всплытия на плеть устанавливаются пригрузки. Поскольку масса трубопровода при этом значительно возрастает, для безопасного продвижения техники временные лежневые дороги устраивают в 2–3 слоя.

Обустройство траншеи для укладки трубопровода осуществляется следующим образом. Перед началом проведения земляных работ производят-

ся снятие снежного покрова с поверхности болота для ускорения естественного промерзания грунта. Далее с помощью экскаватора производится разработка котлована с последующим намораживанием её стенок, кромок и дна. Для производства работ по заморозке котлована возможно обустроить контур искусственного замораживания из колонок с хладоносителем или хладагентом или применять передвижные холодильные установки. Кроме того, на время производства земляных работ необходимо постоянно осуществлять осушение с применением водоотводных каналов на болотах верхового типа или дренажными погружными насосами.

После окончания проведения земляных работ и промерзания дна траншеи на достаточную глубину подготовленная плеть с установленными чугунными или железобетонными утяжелителями доставляется по лежневой дороге и опускается на дно выемки кранами-трубоукладчиками. Для более равномерного распределения нагрузки по длине трубопровода и, как следствие, обеспечения его более равномерной осадки вместо утяжелителей возможно применять сплошное обетонирование труб. Длина укладываемой плети выбирается таким образом, чтобы при усадке подстилающего слоя грунта напряжения, возникающие в трубопроводе, не превышали допустимые значения.

В процессе укладки трубопровода существует вероятность разрушения намороженного грунта, что может привести к затоплению траншеи или обрушению её стенок. Во избежание этого необходимо производить предварительный расчет по определению требуемой толщины H намороженного слоя грунта по первой группе предельных состояний. Так, в результате пробного расчета было установлено, что для укладки трубопровода диаметром 1420 мм, толщиной стенки 18 мм с чугунными утяжелителями УЧК-1420, размещенными с шагом 1900 мм при параметрах траншеи, изображенных на рис. 1 необходимо наморозить слой торфа толщиной 380 мм.

Предлагаемая технология сооружения и ремонта трубопроводов имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными схемами сооружения. Так, за счет утяжелителей и грамотно подобранной протяженности плети обеспечивается устойчивое положение участка трубопровода в течение длительного срока эксплуатации, в то время как участки трубопровода, уложенные в песчаные отсыпки, со временем могут терять устойчивость в связи с постепенным вымыванием песка. В сравнении со способом укладки трубопровода на минеральное основание болота сокращается объем возможных земляных работ. Также отсутствует необходимость в креплении стенок траншеи шпунтовыми и другими видами ограждений, поскольку намороженный грунт обладает достаточной несущей способностью. Более того, так как замерзший обводненный грунт или лед являются надежными водонепроницаемыми экранами, не требуется функционирование погружных насосов после завершения земляных работ. В отличие от схемы наземного сооружения участка трубопровода в насыпи или схемы наземного сооруже-

ния с применением нетканых синтетических материалов [3] для обустройства траншеи намораживанием не применяется привозной материал.

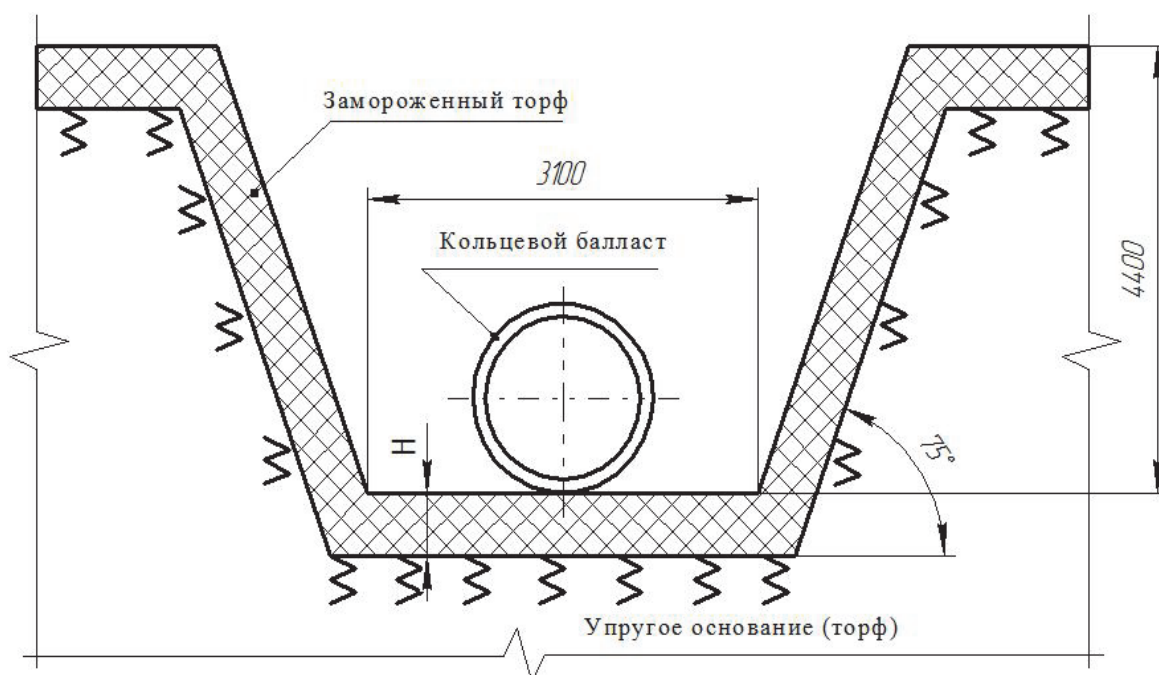


Рисунок 1 – Схема размещения трубопровода в траншее

Список литературы

1. Способ прокладки трубопровода на болоте. Патент № 2227857. Заявка от 05.08.2002. Опубликовано 27.04.2004.
2. Богушевская, Е. М. Способы прокладки и расчета нефтепроводов на болотах с учетом неравномерной осадки трубы [Текст] : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Елена Михайловна Богушевская. – М., 2003. – 155 с.
3. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
4. Способ прокладки трубопроводов методом сплава в водоемах, болотах, на пойменных участках и понтон-утяжелитель для его осуществления. Патент № 2235243. Заявка от 15.10.2003. Опубликовано 27.08.2004.

Научный руководитель – Иванов В.А, д-р техн. наук, профессор

МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ И РАСЧЕТЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА ПРИГОДНОСТЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ (TEST METHODS OF CALCULATION THE POLYETHYLENE PIPELINE'S INDICATORS)

Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э.
Санкт-Петербургский горный университет

Полиэтиленовые газопроводы в настоящее время активно применяются в газовой промышленности. Широко распространена замена старых, износившихся стальных газопроводов на современные долговечные газопроводы из полимерных материалов. В предыдущих статьях [1-2] рассматривались основные преимущества трубопроводов из полимерных материалов над стальными.

Однако, ввиду того, что все системы газоснабжения осуществляют транспортировку газа при постоянном и достаточно высоком давлении, остро встает вопрос об оценке прочностных характеристик полимерного материала, применяемого для изготовления пластиковых труб. В настоящее время разработано большое количество различных ГОСТов и стандартов, описывающих методики оценки прочности полиэтиленовых газопроводов.

Первым этапом проведения испытаний подготовленных образцов (подготовка производится согласно требованиям п.7 [3]) является определение геометрических параметров образцов с целью выявления соответствия их требованиям нормативно-технической документации производства. Стоит отметить, что определение геометрических размеров можно производить лишь при определенной температуре образцов и окружающей среды ($23\pm 5^{\circ}\text{C}$). При этом образцы должны быть выдержаны при данной температуре не менее 2 часов. Это объясняется тем, что полиэтилен, как и большинство простых по структуре полимеров, относится к термопластам – полимерам, свойства которых сильно зависят от температуры окружающей среды.

При понижении (повышении) температуры окружающей среды, а, следовательно, и образца может происходить его деформация. Наличие даже такой незначительной температурной деформации может привести к изменению значений геометрических параметров трубы, что может привести к возникновению серьезных погрешностей при монтаже труб и нарушению условий дальнейшей эксплуатации сети.

Для каждого из геометрических параметров трубы определены максимальные абсолютные и относительные погрешности, превышение которых несет за собой большую вероятность возникновения аварийной ситуации и нарушение устойчивой работы системы газоснабжения.

Особое внимание уделяется изучению поведения полимерных труб при нагревании. В [3] описан основной метод определения термостабильности полимерных труб. Термостабильность характеризует способность поли-

мерного материала сопротивляться термоокислительной деструкции, что, безусловно, в конечном счете, сказывается на его прочностных свойствах. Явление термостабильности особенно ярко проявляется на внутренней поверхности трубы, где за счет движения флюида происходит вымывание основных стабилизаторов [3].

В данном испытании основными элементами являются образец трубы, весом не более 15 мг, и термический анализатор. Камеру прибора нагревают до температуры порядка 200°C с достаточно быстрой скоростью (около $20^{\circ}\text{C}/\text{мин}$). В течение первых пяти минут опыта в камеру подается азот, далее начинается подача кислорода. Точка начала подачи кислорода отмечается на термограмме. Эксперимент продолжается до тех пор, пока на термограмме не будет замечен максимум изотермического окисления. По результатам эксперимента строится термограмма. На рисунке 1 представлена стандартная термограмма полиэтилена [4].



Рисунок 1 – Стандартная термограмма для термостабильности полиэтилена

Под термостабильностью полиэтилена понимается среднее арифметическое времени в минутах между точками А и В на термограмме – индукционный период окисления. Чем больше значение данного показателя, тем качественнее является полиэтилен. Для наиболее часто применяемых в газовой промышленности полиэтиленовых труб марок ПЭ 80 и ПЭ 100 величина термостабильности при температуре 200°C установлена не менее 20 минут (что соответствует установленному стандартами минимуму).

Величина термостабильности для полимерных труб очень важна, так как при подземной прокладке газопроводов на них может оказывать значительное влияние наличие различных геологических процессов, которые также могут происходить с выделением тепла. Отсутствие термостабильности способно привести к быстрому переходу под действием температур полиэтилена из прочного твердого состояния, в более вязкое малопрочное состояние, результатом чего может быть, как и возникновение утечек газа из газопровода, так и просадка, и полное разрушение газопровода.

Следующим проводимым испытанием является стойкость к медленному распространению трещин. Испытуемый образец подвергается выдержке в воде в течение не менее чем 24 часов при температуре 80°C. Далее в той же ванне происходит испытание образца давлением. Величина давления определяется по таблице 6 [3], исходя из величины показателя SDR данной трубы. Далее образцы достают, замеряют среднюю толщину стенки в местах каждого разреза. Окончательный результат принимается на основании испытаний трех образцов без признаков разрушения [4].

Важность определения стойкости полиэтиленового материала к медленному распространению трещины имеет большое практическое применение. В процессах транспортировки, хранения, монтажа полиэтиленовые трубы подвержены высокому риску возникновения повреждений, основным видом которых является «порисованность» поверхности. Полиэтилен марки ПЭ 100 характеризуется довольно высокими показателями стойкости к воздействиям такого плана. Особенно важно для полиэтиленовых труб иметь высокое значение стойкости к медленному распространению трещин при использовании их при прокладке системы газопроводов бестраншейным способом либо в достаточно узких траншеях. Кроме того, данный показатель учитывается при выборе марки полиэтиленовых труб для реновации износившихся стальных труб. Чем выше данный показатель, тем более эффективным будет замена, что выражается в увеличении длительности и безаварийности функционирования системы газоснабжения [5].

Таким образом, чем больше величина давления, приводящая к возникновению медленного распространения трещин, ведущих за собой появление аварийной ситуации, тем более надежной будет спроектированная система газоснабжения, меньше будет вероятность возникновения утечек газа в местах отличных от сварных стыков, а также будет увеличиваться период бесперебойной эксплуатации.

Кроме испытания по определению стойкости к медленному распространению трещин, проводят также испытание на изучение стойкости полимерного материала к быстрому распространению. Быстрое распространение трещин – это явление, которое может развиваться в трубах на значительном расстоянии со скоростью, близкой скорости звука. С момента открытия данного явления проводились интенсивные исследования свойств полиэтиленовых материалов, которые могут влиять на их способность к быстрому распространению трещин, а именно характер агрессивности грунтов, вид материала, качество термообработки, наличия внутренних напряжений и т.д.

Методология испытаний на стойкость к быстрому распространению делится на маломасштабный метод и полномасштабный метод. В настоящее время более широкое распространение получил полномасштабный метод. Его проводят в обязательном порядке при контроле качества материала полиэтиленовых газопроводов, метод маломасштабный используют в качестве дополнительного анализа в случае необходимости.

На испытываемой трубе обрабатывают канавку, месторасположения которой должна находиться не менее чем на 2-м метрах от конца трубы, и сваривают с другими трубами для получения образца длиной не менее 14 м. Для охлаждения трубы в месте предполагаемой инициации трещины используют смесь твердой двуокиси углерода и незамерзающей жидкости. Охлаждение идет вплоть до температуры -60°C в течение не менее 1 часа. Согласно таблице 2 [3] выбирают давление, воздействию которого подвергают охлажденную трубу, и далее наносят удар металлическим лезвием в центре полной глубины охлажденной канавки.

Результат испытания считают удовлетворительным, если при испытательном давлении, рассчитанном по таблице 2 для требуемого максимального рабочего давления МОР, наибольшая длина разрушившегося участка меньше или равна 90 % от длины испытываемой трубы [5].

Длина разрушения трубы более 90 % длины испытываемой трубы, характеризующая процесс быстрого распространения трещин, является отрицательным результатом.

Таким образом, исследование стойкости полиэтилена к быстрому распространению трещин очень важно. Зачастую трубы, особенно в России, прокладывают в достаточно сейсмически опасных районах, где вероятность воздействия ударной нагрузки очень велика. Ввиду этого использование в таких районах слабостойких материалов может привести к возникновению аварийных ситуаций и полному разрушению системы. Таким образом, можно сделать вывод о том, что стойкость к быстрому распространению трещин является одной из основной характеристикой полимерных материалов, ее необходимо учитывать при оценке надежности любой газоснабжающей сети из полиэтиленовых труб.

Метод контроля скорости падения давления. При гидравлических испытаниях полиэтиленовых труб использование данного метода обязательно. В испытываемом газопроводе специально поднимают уровень давления до испытательного P_1 за время t_1 . После этого перекрывают запорную задвижку и наблюдают потерю давления. Через некоторый промежуток времени регистрируют падение давления в газопроводе. Давление в газопроводе в момент времени t может быть найдено по следующей формуле [6]:

$$P = P_1 \cdot \left(2,5 \cdot \frac{t}{t_1} + 1 \right)^{-n}$$

Величина показателя степени n вычисляется на основании математической обработки опытных результатов измерения падения давления. Результаты эксперимента показали, что:

1. Для свободных газопроводов (в патроне или не засыпанных) значение показателя n должны быть в пределах от 0,08 до 0,1;
2. Для подземных газопроводов с уплотнением грунта – 0,04-0,05;

3. Если по результатам испытаний величина показателя значительно ниже минимального возможного значения (0,05) это не значит, что в газопроводе есть неисправность. Такое маленькое значение показателя связано с плохим уплотнением грунта засыпки траншеи.

4. Если $n > 0,05$ для засыпанного газопровода и $n > 0,1$ для свободного газопровода, это означает, что в трубопроводе имеется утечка газа.

В заключение, можно сказать о том, что знание методик проведения испытаний полимерных материалов и оценка их характеристик ведут за собой большое количество преимуществ. Полное изучение свойств используемого материала поможет заказчику труб с достаточной точностью оценить вероятность возникновения аварийных ситуаций и потери надежности системы, разработать дополнительные мероприятия по предупреждению отказов и защиты системы от выхода из строя. Кроме того, достоверно убедившись в том, что данный материал не подходит для использования в конкретном районе (городе) можно исключить возникновение дополнительных издержек на последующую закупку более качественного материала по случаю выхода из условий нормального эксплуатации старого материала.

Список литературы

1. Назарова М.Н., Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э. Актуальной исследования аварийности и надежности полимерных труб, применяемых для транспорта углеводородного сырья // Матер. междуна. конф. Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: Уфа: 2016, С. 228–231.

2. Назарова М.Н., Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э. «Анализ использования полиэтиленовой арматуры в газовой промышленности» // Матер. междуна. конф. Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: Уфа: 2016, С. 243–247.

3. ГОСТ Р 50838-95 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия».

4. СП 42-103-2003 «Испытания и приемка газопроводов».

5. <http://kompozit-test.ru/test-procedure2> (дата обращения 15.02.2017).

6. ГОСТ 11262-80 «ПЛАСТМАССЫ. Метод испытания на растяжение».

Научный руководитель – Назарова М.Н., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НА УЧАСТКЕ «ЯРОСЛАВЛЬ-3 – ПАЛКИНО» МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «СУРГУТ – ПОЛОЦК»

Демков А.В.

Санкт-Петербургский горный университет

Одной из основных задач программы стратегического развития ПАО «Транснефть» до 2020 года является сокращение энергозатрат на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам. Насосное оборудование нефтеперекачивающих станций для преодоления гидравлического сопротивления использует значительную часть электроэнергии. Таким образом, существует необходимость решения проблемы, связанной с оценкой величины коэффициента гидравлического сопротивления и выводом наиболее корректной зависимости для конкретного участка нефтепровода, с целью повышения энергоэффективности транспорта нефти.

Основной задачей экспериментальных исследований было получение регрессионной модели для коэффициента гидравлического сопротивления на участке «Ярославль-3 (п. Коромыслово) – Палкино» магистрального нефтепровода «Сургут-Полоцк». Так же было необходимо сравнить полученную зависимость с формулой, предлагаемой научно-технической документацией ПАО «Транснефть»[1], которая имеет вид $\lambda=0,0121+1,7/\sqrt{Re}$ при значениях числа Рейнольдса больше 120000.

В результате обработки экспериментальных данных, полученных из блока измерительных линий системы измерения количества и качества нефти нефтепровода «Сургут-Полоцк», были рассчитаны зависимости изменения коэффициента гидравлического сопротивления и числа Рейнольдса на период с 2011 по 2012 год. Далее была принята выборка из 50 экспериментальных значений, наиболее чётко описывающих регрессионную модель изменения рассматриваемых показателей. Графические методы оценки нормальности распределения дали удовлетворительные результаты и позволили отсеять показатели, резко отличающиеся от общей тенденции. Кроме этого нормальность распределения выборки подтверждена приемлемыми коэффициентами асимметрии и эксцесса, а также критериями Колмогорова-Смирнова и Шапиро-Уилка.

Установлено, что среднеквадратическое отклонение точек кривой, построенной по формуле ПАО «Транснефть» от точек, полученных экспериментально, составляет 10,5%. Сравнение экспериментальных данных с расчётными представлено на рисунке 1.

Таким образом, подтверждается необходимость выявить зависимость для коэффициента гидравлического сопротивления в области смешанного трения турбулентного режима течения на рассматриваемом участке магистрального нефтепровода.

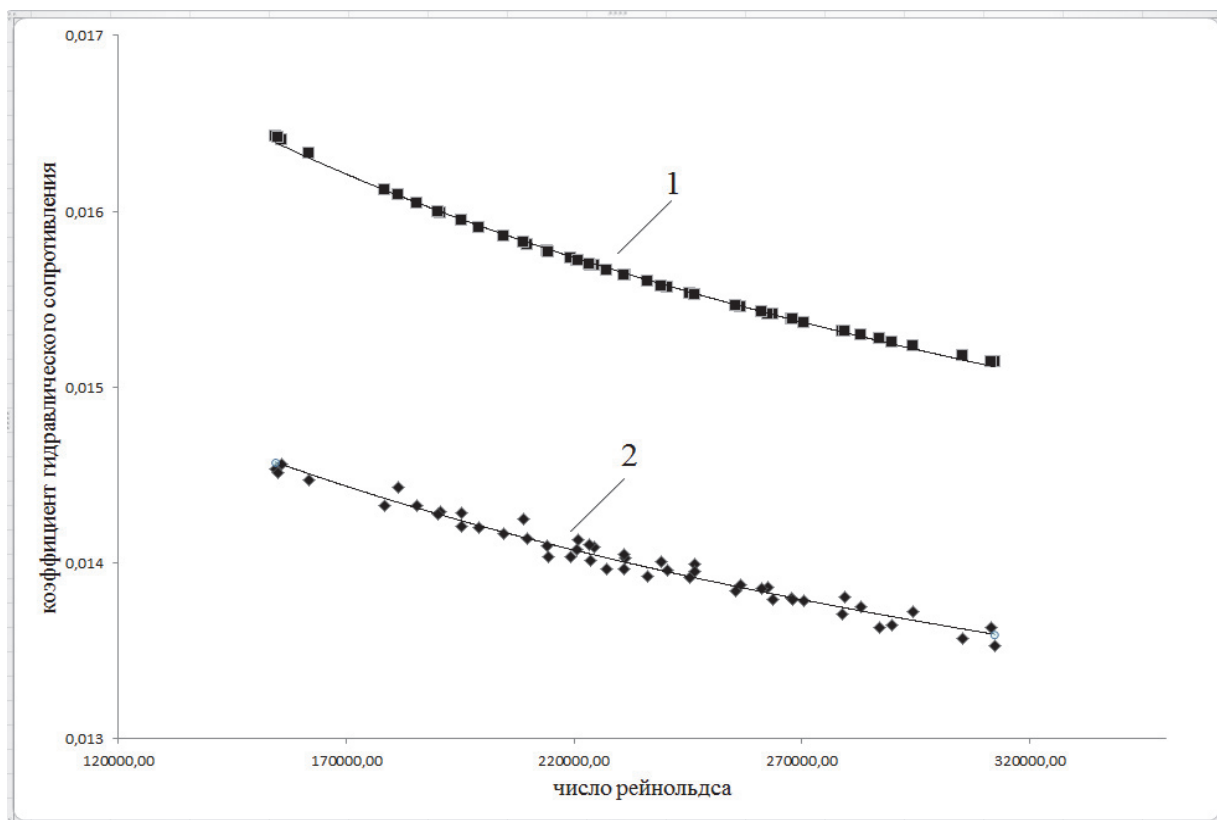


Рисунок 1 – Сравнение экспериментальных значений и расчётных:
1 – расчётные данные; 2 – экспериментальные данные

Методом регрессионного анализа, а в частности аппроксимацией степенной функции $\lambda=f(Re)$, была получена регрессионная модель для коэффициента гидравлического сопротивления. Эта зависимость имеет вид $\lambda=0.0475 * Re^{-0.099}$. Данная формула справедлива только для участка числа Рейнольдса от 120000 и более. Величина достоверности аппроксимации составила 97%.

Результаты исследований показали, что значения расчётного коэффициента гидравлического сопротивления выше значений, определённых экспериментально. Можно сделать вывод, что полученная методом регрессионного анализа функция $\lambda=f(Re)$ уточняет формулу, предлагаемую научно-технической документацией ПАО «Транснефть», и может быть использована в технических расчётах нефтепроводов.

Список литературы

1. РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчёты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. ПАО «Транснефть». – 2009. – С. 54.

Научный руководитель – Николаев А.К., д-р техн. наук, профессор

ПУТИ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Качур И.Ю.

Мегионский политехнический колледж

Одним из основных средств улучшения экономических показателей производства является максимальное использование имеющихся резервов. Ориентировочные подсчёты показывают, что годовые потери нефти при перекачке от скважины до установки нефтеперерабатывающего завода составляют около 9% от годовой добычи нефти. При этом в результате испарения из нефти уходят главным образом наиболее легкие компоненты, являющиеся основным и ценнейшим сырьём для нефтехимических производств.

Потери легких фракций бензина приводят к ухудшению товарных качеств, понижению октанового числа, повышению температуры кипения, а иногда и к переводу нефтепродукта в более низкие сорта. Потери нефти и нефтепродуктов, имеющие место при их транспортировке, хранении, приеме и отпуске, условно можно разделить на естественные, эксплуатационные и аварийные.

Одним из основных источников естественных потерь нефтепродуктов являются их потери от испарения из резервуаров. Эксплуатационные потери могут быть полностью устранены.

Аварийные потери возникают вследствие повреждения резервуаров, трубопроводов и оборудования в результате каких-либо непредвиденных ситуаций. Поскольку на всех объектах отрасли производится планомерная работа по предотвращению аварий, то вклад этого вида потерь в их общую величину относительно невелик. Независимо от вида потерь жидких углеводородов в конечном итоге они оказываются в атмосфере, что отрицательным образом сказывается на окружающей среде, и особенно на здоровье людей.

Таким образом, сокращение всех видов потерь нефтепродуктов является актуальной задачей не только с экономической, но и, что не менее важно, с экологической точки зрения.

В данной работе рассматриваются вопросы применения различных технических средств сокращения потерь нефтепродуктов от испарения из резервуаров.

Сокращение потерь нефтепродуктов – одно из важнейших направлений ресурсосбережения.

Методы снижения потерь нефти в товарных парках делятся на три группы:

1. Предупреждение испарения.
2. Уменьшение испарения нефти.
3. Сбор продуктов испарения нефти.

Самым простым способом снижения испаряемости является тепловая защита резервуаров. В данную группу входят: окрашивание резервуаров,

их тепловая изоляция (применение экранов), а также водяное орошение. Достоинством данной группы методов являются сравнительно небольшие затраты. К недостаткам можно отнести отсутствие контроля состояния резервуара (в некоторых случаях), односторонность данной защиты.

Способ сокращения потерь за счёт специальной конструкции ёмкостей заключается в том, что в зависимости от оборачиваемости выбирается определённый тип ёмкости (каплевидный, с плавающей крышей, с дышащей крышей, под избыточным давлением), который является оптимальным для каждого случая и помогает сократить потери топлива при дыхании. Минусом данного способа является то, что эффективность достигается при малой оборачиваемости резервуаров.

Сокращение потерь при использовании метода газовой обвязки оптимально при хранении одного типа нефтепродукта в различных резервуарах. Конструктивной особенностью данного метода является соединение трубопроводом газового пространства резервуаров, с последующей конденсацией паров в отдельном резервуаре.

Несравненным плюсом данного метода является замкнутость системы резервуаров относительно окружающей среды. Однако данный метод требует использования только одного типа нефтепродуктов в данных резервуарах, а также больших капитальных вложений в строительство данной системы.

Плавающие крыши и понтоны сокращают газовое пространство, что даёт большой эффект при уменьшении испарений нефтепродуктов. Использование данного способа возможно в резервуарах с большой оборачиваемостью, установленных в тёплой климатической зоне, а также в резервуарах большой вместимости. При соблюдении данных условий окупаемость плавающих крыш и понтонов составляет менее года, но ограничивающий климатический фактор не даёт возможности их широкого использования.

Использование микрополых шариков и защитных эмульсий также основано на уменьшении газового пространства. При использовании данного метода в нефтепродукт вводятся либо микрополые шарики, либо защитная эмульсия, которая образует на поверхности нефтепродукта защитную плёнку, что приводит к снижению потерь до 80 %.

Следующий способ заключается в использовании дисков-отражателей, которые превышают значение дыхательных клапанов в диаметре. Конструктивная особенность данного способа заключается в том, что поступающий через клапан воздух отражается вверх, а не вглубь резервуарного пространства. Так уменьшается перемешивание паровоздушной смеси, наибольшая концентрация которой находится у поверхности резервуара.

Очевидно, что наиболее эффективными по снижению выбросов в атмосферу паров нефтепродуктов являются установки улавливания лёгких фракций (УЛФ). В настоящее время существует большое количество установок с различным конструктивным исполнением и принципами работы. При высокой эффективности существующие установки этого типа обла-

дают рядом недостатков: они дорогостоящи, имеют сложное оборудование и систему управления, требуют наличия потребителей сухого газа и т. д. При этом затраты на сооружение и эксплуатацию улавливающих установок обычно превышают стоимость сбережённого продукта. В то же время на современном уровне технического оснащения нефтебаз и складов горючего естественные потери нефти и нефтепродуктов от испарения с высокой экономичностью практически полностью могут быть устранены в результате применения разработанных стирлинг-технологий, основанных на применении низкотемпературных холодильных машин Стирлинга [3].

Установка сконструирована на базе процесса ступенчатого охлаждения. Охлаждение происходит последовательно в три этапа. На каждом этапе происходит конденсирование уловленной части паров с последующим разделением в сепараторе уловленных углеводородов в жидком состоянии от воды, содержащейся в парах и возвращением их в линию загрузки.

Все три этапа охлаждения происходят в выпарном конденсаторе, состоящем из нескольких секций. В каждой секции расположен пластинчатый змеевик с оребренкой. В ходе процесса уловленные пары, последовательно проходя все секции, ступенчато охлаждаются, в результате чего происходит конденсирование и отвод углеводородной жидкости в сепаратор.

Уловленные пары двигаются по межтрубному пространству, проходя через ребра между труб в блоке змеевика, а хладагент проходит внутри труб.

Охлаждение на первом этапе

Это стандартный одноступенчатый цикл охлаждения. Пары из нагнетания компрессора конденсируются в конденсаторе с воздушным охлаждением и уже в жидком состоянии попадают в ресивер, из которого через регулирующий клапан попадают в охлаждающий змеевик первой ступени выпарного конденсатора. Хладагент, испаряясь в охлаждающем змеевике, охлаждает смесь уловленных паров до $+5^{\circ}\text{C}$, испарившийся в ходе процесса хладагент первой ступени в газообразном состоянии возвращается в компрессор, а охлажденные пары поступают на вторую стадию охлаждения.

На первом этапе охлаждения конденсируется основная масса водяных паров, содержащихся в воздухе, и некоторое количество углеводородов.

Охлаждение на втором этапе

Пары из нагнетания компрессора проходят через теплообменник и конденсируются в конденсаторе с воздушным охлаждением. Из конденсатора уже жидкий хладагент поступает вначале в ресивер, из которого он поступает к змеевику повторного нагрева на выходе, где теплая охлаждающая жидкость применяется для повторного нагрева холодных выходящих паров. На данном этапе жидкость охлаждается, что улучшает эффективность охлаждения второго этапа. Охлажденная жидкость через регулирующий клапан затем идет к змеевику охлаждения второго этапа. Жидкий хладагент испаряется в охлаждающем змеевике, охлаждая смесь уловленных паров до -25°C , после чего возвращается в компрессор.

На этом этапе конденсируется основная масса уловленных углеводородов и остатки водяного пара. Уловленная углеводородная жидкость отводится в сепаратор, а хладагент в газообразном состоянии возвращается в компрессор.

Применяется пропановый и пропиленовый хладагент. Охлаждение от $+5^{\circ}\text{C}$ до -30°C . На этом этапе конденсируются фракции от С4 до С6.

Охлаждение на третьем этапе

Третий этап подобен первому. Пары хладагента из нагнетания компрессора конденсируются в конденсаторе, после чего уже в жидком состоянии через регулирующий клапан идут к змеевику третьего этапа охлаждения. Жидкий хладагент испаряется в охлаждающем змеевике, охлаждая смесь уловленного пара до -75°C , и затем уже в газообразном состоянии возвращается в компрессор.

На этом этапе происходит конденсация остатков углеводородов, оставшихся не удаленными на втором этапе охлаждения.

Сконденсированная углеводородная жидкость поступает в сепаратор.

На данном этапе уловленные пары охлаждаются от -30°C до -75°C . Может дойти до -85°C . Для обеспечения данного режима охлаждения применяется другой хладагент – этилен.

Основные преимущества предлагаемых систем улавливания и рекуперации паров в сравнении с аналогичными установками, разработанными на основе других процессов, заключаются в следующем:

- уровень выброса не превышает европейские нормы;
- постоянная высокая перегрузочная способность установки УЛФ при незначительном снижении улавливаемости;
- отсутствие пиковых нагрузок;
- минимальный объем технического обслуживания – не требуется плановых замен деталей на установках производительностью ниже $700\text{ м}^3/\text{ч}$, на установках производительностью выше $700\text{ м}^3/\text{год}$ – замена двух масляных фильтров один раз в году;
- минимальное потребление электроэнергии;
- отсутствие необходимости в периодической утилизации токсичных отходов;
- полная герметичность системы;
- взрыво- и пожаробезопасность ввиду отсутствия механических и электрических компонентов в канале улавливаемых паров (полное отсутствие источников возгорания);
- на выходе абсолютно чистый продукт;
- отсутствие необходимости в дополнительных энергоресурсах для осуществления эксплуатации установки УЛФ;
- надежность в эксплуатации;
- полностью автоматический непрерывный режим работы;
- энергосберегающий режим работы при отсутствии потока паров.

Срок окупаемости системы улавливания и рекуперации паров нефти и нефтепродуктов (УУЛФ): в зависимости от объекта и улавливаемого продукта составляет от 6 месяцев до 2-х лет.

Список литературы

1. Байков, Н.М., Позднышев, Г.Н., Мансуров, Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 2014.
2. Блинев, И.Г., Герасимов, В.В., Коршак, А.А., Новоселов, В.Ф., Седелев, Ю.А. Перспективные методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах. М: ЦНИИТЭнефтехим, 2013.
3. Гужов, А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М., Недра, 2013.
4. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. М., Недра, 2013.
5. Коршак, А.А., Блинов, И.Г., Новоселов, В.Ф. Системы улавливания легких фракций нефти и нефтепродуктов из резервуаров: Учебное пособие. Уфа: Изд. Уфим. нефт. института. 2015.
6. Транспорт и хранение нефтепродуктов // Научно-технический информационный сборник. М.: 2014.

Научный руководитель – Олешкова Н.Б., преподаватель специальных дисциплин

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

Керимов В.Ф.

Тюменский индустриальный университет

Эффективность работы установок НТС при совершенном оборудовании и достижении состояния равновесия зависит от давления в низкотемпературном сепараторе, температуры и состава исходной смеси.

Давление сепарации определяется давлением магистрального трубопровода и в пределах обычного используемых давлений (5–7.5 МПа) мало влияет на степень извлечения C_5 + высшие.

Влияние температуры и состава исходной смеси хорошо прослеживается на примере извлечения нормального пентана. Здесь в качестве параметра состава используется средняя молярная температура кипения исходной смеси. При постоянной температуре сепарации, чем тяжелее состав исходной смеси, тем выше степень извлечения данного компонента, однако, начиная с некоторого состава (средняя молярная температура кипения около

-133°C, $M/22$), утяжеление состава исходной смеси практически не влияет на увеличение степени извлечения. Снижение температуры сепарации от 0 до -40°C обеспечивает существенный рост извлечения конденсатообразующих компонентов из газов легкого состава; влияние температуры сепарации на извлечение конденсатообразующих компонентов из жирных газов (средняя молярная температура кипения больше -133°C, $M > 22$) несущественно; для обеспечения высоких степеней извлечения конденсатообразующих компонентов требуется тем более низкая температура НТС, чем легче состав исходной смеси [1].

На эффективность работы установок НТС большое влияние оказывают состав сырьевого газа, температура, давление, эффективность оборудования и число ступеней сепарации.

Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких углеводородов. Однако, начиная с некоторого состава (средняя молярная температура кипения около минус 133°C, молекулярная масса примерно 22), утяжеление состава исходной смеси практически не оказывает влияния на степень извлечения компонентов.

Для тощих исходных смесей для повышения степени извлечения жидких углеводородов иногда используют метод сорбции в потоке, т.е. осуществляют впрыск в поток исходной смеси стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей на некотором расстоянии от сепаратора. Таким образом, производится утяжеление смеси, а следовательно, и повышается степень извлечения компонентов.

Температуру на установках НТС выбирают исходя из необходимой точки росы для транспортировки газа по трубопроводу в однофазном состоянии.

Для легких газов (средняя молекулярная масса не более 22, средняя молекулярная температура кипения минус 156–133°C) снижение температуры сепарации от 0 до минус 40°C обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов. Для жирных газов (средняя молекулярная масса более 22, средняя молекулярная температура кипения больше минус 133°C) влияние температуры на степень извлечения жидких углеводородов мало.

Таким образом, чем легче состав исходной смеси, тем более низкая температура требуется для выделения жидких углеводородов на установках НТС для достижения заданной точки росы.

В период снижения пластового давления эффективность работы установок НТС поддерживается на прежнем уровне за счет ввода дожи многокомпрессора и внешнего холодильного цикла.

На эффективность работы установок НТС влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении пластового давления замена изоэнтальпийного расширения (дресселирование) на изоэнтропное (расширение в детандерах) позволяет эффективнее

использовать свободный перепад давления и при одном и том же перепаде давления при детандировании потока достигать более низких температур сепарации [2].

При одинаковых параметрах (давление и температура) последней ступени охлаждения чем меньше число ступеней сепарации, тем больше выход жидкой фазы и тем меньше содержание углеводородов С в товарном газе. Но при одноступенчатой сепарации чрезмерно высоки потери компонентов газа с углеводородным конденсатом. Увеличение ступеней сепарации повышает четкость разделения газовой и жидкой фаз.

По мере длительной эксплуатации скважин эффективность работы установок НТС снижается по двум причинам:

уменьшение свободного перепада давления вследствие снижения пластового давления: облегчение состава газа.

Список литературы

1. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления, М., 1976.
2. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1979.

Научный руководитель – Забоева М.И., канд. техн. наук, доцент

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Керимов В.Ф.

Тюменский индустриальный университет

Газ, поступающий из скважин, необходимо подготовить к транспортировке конечному пользователю содержит парафины, механические примеси, пластовую воду – химический завод, котельная, городские газовые сети. Необходимость подготовки газа вызвана присутствием в нём кроме целевых компонентов (целевыми для различных потребителей являются разные компоненты) примесей, вызывающих затруднения при транспортировке либо применении.

Так на кенайском заводе (США) СПГ газ поступает сразу после дегидратационных установок на промысле. После этого сырой газ обрабатывается для удаления таких типичных примесей, как CO_2 , H_2S и воды. Азот удаляется по уникальной схеме отделения. Эта схема обеспечивает надежную отсортировку азота и позволяет избежать использования дополнительного газового

компрессора. В газе доля всех УВ C_{2+} не превышает 0.13%, когда содержание каждого из компонентов $C_2 - C_5$ в жирном газе находится в пределах от 1,2 до 2,2%, при этом тяжелые УВ C_{6+} составляют 8,6%.

С безлюдных платформ проекта Катаргаз-2 продукция поставляется на берег по двум «мокрым» трубопроводам без оффшорной сепарации и дегидратации. Первым этапом обработки газа на проекте Катаргаз-2 является отделение конденсата от газа. Отделение конденсата стабилизируется с помощью многоступенчатой фракционной колонны и парового компрессора. Отделяющийся на этой стадии газ компримируется и подается обратно в линию газа после сепаратора. Конденсат отправляется на хранение для последующего экспорта. В катарском газе содержится вода, ртуть, гелий, 3,3% азота, 1,8% диоксида углерода, 0,5% сероводорода, а также 82,8% метана и весь спектр УВ от C_2 до $C_{6+в}$. [1]

Процесс отделения кислых газов BASFamDEA с активированным метилдиэтаноломином позволяет адсорбировать гораздо меньше метана из кислого газа, чем привычный процесс Sulfinol. Результатом этого являются меньшие выбросы CO_2 . Работа Установки по регенерации серы на каждой технологической линии основана на двухступенчатом процессе Клауса с обработкой остаточного газа и насыщением кислого газа с помощью процесса Flexsorb-SE. Совокупность всех этих процессов позволяет достичь эффективности восстановления серы в 99,2%. Десульфурованный концевой газ вместе с десорбированным воздухом с процесса дегазирования расплавленной серы сжигается в печи дожига газов. Топочный газ из инсинератора удовлетворяет эмиссионным стандартам Катара, где содержание CO не должно превышать 5000 мг/Нм^3 , $CO_2 + CS_2 + H_2S$ не более 50 мг/Нм^3 . При этом сжигается более 99,9% УВ $C_{6+в}$. Газ, насыщенный серой, после установки улавливания серы с каждой линии собирается на специальной установке. Оттуда сжиженная сера подается на терминал хранения и экспорта.

Также удаляется ртуть, как чрезвычайно опасный коррозионный компонент газа. Вода удаляется при дегидратации газа на молекулярных ситах. Для уменьшения нагрузки на молекулярные сита газ охлаждается при первой низкотемпературной конденсации. При этом конденсируется и удаляется большая часть водяных паров, затем тяжелые УВ отделяются и фракционируются на сжиженный нефтяной газ и заводской конденсат. [2]

Список литературы

1. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления, М., 1976.
2. Ширковский А. И., Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1979.

Научный руководитель – Забоева М.И., канд. техн. наук, доцент

ПОДБОР ГИДРОЦИКЛОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА РУССКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Князев Р.В.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Рассмотрен вопрос подбора оптимального оборудования для подготовки пластовой воды на Русскинском нефтяном месторождении с высоким содержанием механических примесей в скважинной продукции. Рассчитаны основные технологические характеристики и определена эффективность работы данной установки.

Ключевые слова: гидроциклон, подготовка пластовой воды, нефтяное месторождение, механические примеси, степень очистки.

За последние годы гидроциклоны стали широко применять в самых различных отраслях промышленности, как в России, так и за рубежом. Эти аппараты весьма несложны по конструкции, компактны, обладают высокой производительностью, дешевы в изготовлении и просты в эксплуатации.

Применяемые в настоящее время на промышленных пунктах аппараты не обеспечивают достаточно эффективного выделения механических примесей из продукции скважин. Поэтому при утилизации пластовых вод быстро изнашиваются и выходят из строя рабочие органы насосов, забиваются трубопроводы и возникает необходимость в подборе иного оборудования на водоочистных установках.

Главная задача исследования состояла в выборе оптимального оборудования и определении эффективности его работы на одном из нефтесборных пунктов.

Пользуясь методикой, изложенной в [1], был произведен расчет параметров гидроциклонной установки для очистки пластовой воды, а именно: диаметр питающего отверстия (d_n) по формуле (1), число гидроциклонов (n) по формуле (2), выход твердой фазы в разгрузочную жидкость (G_p) по формуле (3), диаметр разгрузочного отверстия (d_p) по формуле (4), диаметр сливного отверстия (d_c) по формуле (5), степень очистки гидроциклона (E) по формуле (6).

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

$$d_n = \sqrt{\frac{Q}{k\sqrt{p_{ex}}}} \quad (1)$$

$$n = \frac{q}{Q} \quad (2)$$

$$G_p = G \frac{\gamma_p}{100} \quad (3)$$

$$d_p = 1,5\sqrt{G_p} \quad (4)$$

$$\frac{d_p}{d_c} = (0,3 \div 0,4) \quad (5)$$

$$E = \frac{G_p}{G} \cdot 100\% \quad (6)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица № 1

Исходные данные для расчета [2]

Наименование величины, обозначение, единица измерения	Значение
Количество поступившей воды, q , т/сут	5000
Количество поступивших мех.примесей, G , т/сут	300
Диаметр гидроциклона, D , мм	75
Угол конусности гидроциклона, α , °	20
Давление на входе в гидроциклон, $p_{вх}$, кгс/см ²	2,5
Производительность гидроциклона, Q , л/с	3,0

Таблица № 2

Результаты расчетов

Наименование величины, обозначение, единица измерения	Значение
Диаметр питающего отверстия, d_n , см	2,0
Число гидроциклонов, n , шт	20
Выход твердой фазы в разгрузочную жидкость, G_p , т/сут	294
Диаметр разгрузочного отверстия, d_p , см	1,2
Диаметр сливного отверстия, d_c , см	3,0
Степень очистки гидроциклона, E , %	98

Таким образом, для очистки 5000 тонн воды от 300 тонн механических примесей требуется батарея из двадцати гидроциклонов с диаметром 75 мм, углом конусности 20 градусов, у которых диаметры питающих, сливного и разгрузочного отверстий соответственно равны 2,0; 3,0; 1,2 см. Степень очистки данной установки составила 98%. Из полученных результатов следует, что данное оборудование можно рекомендовать для применения.

Список литературы

1. Мустафаев А.М., Гутман Б.М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности. М. – Недра –1981. – С.206–224.
2. Технологический регламент дожимной насосной станции № 2 Рускинского нефтяного месторождения – 2009. – С.15–20.

Научный руководитель – Хафизов А.Р., д-р техн. наук, профессор

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НА КСП – 14 САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Колосов Е.А.

Тюменский индустриальный университет

Целью проекта является оптимизация технологического процесса подготовки продукции скважин с применением технологий, которые позволят качественно подготовить продукцию скважин и значительно сократить время подготовки нефти и снизить металлоемкость используемого оборудования.

Сутью проекта является модернизация емкостного оборудования. Подготовка продукции скважин не традиционным методом, основанным на процессе гравитационного отстоя, а с применением осадительных устройств.

Комплексный сборный пункт-14 (КСП-14) расположен в северной части Самотлорского месторождения, в 57 км к северу от г. Нижневартовска, на территории Нижневартовского района, Ханты-Мансийского округа – Югра. КСП-14 введен в эксплуатацию по полной технологической схеме в 1981 году. Разработчик проектной документации – «Гипротюменнефтегаз».^[1]

КСП предназначен для сбора нефти, сепарации нефтяного газа, подготовки пластовых вод, оперативного учета добычи нефти, газа и откачки нефти на ЦТП для последующей коммерческой сдачи в магистральный нефтепровод, пластовых вод – на прием КНС и подачи нефтяного газа на газоперерабатывающий комплекс (ГПК).^[2]

В настоящее время проводится реконструкция первой ступени сепарации КСП-14.

Проводимая реконструкция предусматривает замену существующих трубопроводов и аппаратов первой ступени сепарации КСП-14 в связи с их изношенностью в результате длительной эксплуатации.

В объем реконструкции входят следующие новые сооружения:

- установки предварительного отбора газа УПОГ-1, 2, 3;
- нефтегазосепараторы 1 ступени сепарации С-1/1 – 5 и др.^[1]

Устройство предварительного отбора газа (УПОГ) предназначено для расслоения и усреднения потока газожидкостной смеси (ГЖС) за счет увеличения диаметра и уменьшения скорости движения потока. При этой скорости начинают происходить процессы расслоения ГЖС на нефть и воду, и «сглаживается» влияние пульсаций давления со сборных коллекторов промыслов. Выделившийся в УПОГ газ собирается вдоль верхней образующей и отбирается через газоотводящее устройство. [3]

Использование УПОГ позволяет отобрать до 98 % свободного газа.

Описание технологической схемы УПОГ на КСП-14.

Устройство предварительного отбора газа комплектуется:

- трубной обвязкой и запорной арматурой;
- манометром показывающим;

- несущими металлоконструкциями (опорами) и площадками обслуживания.

Длина и диаметр УПОГ определяются в зависимости от требуемой производительности по жидкости и газу, наклон трубопровода может колебаться в пределах 30–40°, а также физико-химических свойств нефти, пластовой воды, режиму работы и требованиям к качеству конечной продукции.^[1]

Принцип действия: водонефтяная смесь поступает в расширительную камеру УПОГ, где за счет снижения скорости течения потока происходит интенсивное отделение газа от жидкости, свободный газ скапливается вдоль верхней образующей расширительной камеры и отбирается с помощью газоотводящего устройства, выполненного в виде колпака. Далее газ под собственным давлением подается в газосепараторы, где происходит отделение газа от капельной жидкости. Частично отсепарированная нефть поступает на вход в 1 ступень сепарации, где происходит дальнейшее отделение нефти от газа по существующей технологии.^[2]

На КСП-14 предполагается внедрение безрезервуарной схемы подготовки нефти, что позволит выполнить стратегические мероприятия по повышению надёжности оборудования объектов, а именно:

- снизить эксплуатационные затраты на подготовку и перекачку нефти;
- сократить потери нефти при подготовке и транспорте нефти; – снизить капитальные и эксплуатационные затраты;
- повысить эффективность энергопотребления на перекачку нефти и за- качку воды в пласт.^[4]

Замена существующего оборудования, целью которой является повышение эффективности работы и восстановление заводских параметров по разрешенному давлению:

- переоборудование существующих НГС-200 м³ под НГСВ с изменением внутренней начинки;
- дополнительное оснащение внутренней полости аппарата успокоительной перегородкой из просечно – вытяжного листа.

На основании рассмотрения, изучения и анализа систем сбора и подготовки нефти, газа и воды Самотлорского месторождения институтом НижневартовскНИПИнефть были определены нефтепромысловые объекты, являющиеся объектами технологических потерь нефти. Виды потерь приведены в таблице 1.^[1]

Таблица № 1

Виды технологических потерь нефти

Месторождение	Вид технологических потерь нефти		
	Испарение нефти	Унос капельной нефти газом	Унос остаточной нефти водами
	Н/промысловые объекты технологических потерь нефти		
Самотлорское	ДНС-24, ДНС-32, КСП-14, БЦТП	УПСВ, ДНС-24, ДНС-32, КСП-14, БЦТП	УПСВ, ДНС-24, 32, КСП-14, БЦТП

Внедрение данного проекта в производство позволит:

- снизить эксплуатационные и капитальные затраты;
- сократить количество емкостного оборудования, требующего периодических зачинок;
- значительно сократит трудоемкость при ведении обслуживании объектов подготовки;
- сократить малых и больших дыханий резервуаров, сократить выбросы легких углеводородов, снизить штрафы за выбросы;
- снизить риски по технике безопасности, уменьшить техногенное воздействие на окружающую среду;^[4]

Исходя из вышеизложенного, а также учитывая степень физического износа оборудования КСП-14, которое находится в эксплуатации с 1981г., необходимо провести комплекс мероприятий, целью которых является совершенствование товарной подготовки поступающей нефти и улучшения ее качества, снижение технологических потерь, уменьшение отрицательного воздействия процессов производства на окружающую среду.

Список литературы

1. Технологический регламент Комплексного сборного пункта (КСП) № 14 БПиСН ОАО «ТНК-Нижневартовск». ЦТЭБ «Надежность», 2012 г.
2. В.А. Бунчук. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. Москва, Недра, 1977 г.
3. Ишмурзин А.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, 2003 г.
4. Отчёт по природоохранной деятельности ОАО «ТНК-Нижневартовск» за 2010 год.

Научный руководитель – Паникаровский Е.В., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФОТОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ, ТРАНСПОРИРУЕМЫХ ПО МН АО «ТРАНСНЕФТЬ-СЕВЕР», В ОБЛАСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ

Попова К.Н.

Ухтинский государственный технический университет

Добываемая в настоящее время на многих месторождениях Российской Федерации нефть отличается сложными физико-химическими и реологическими свойствами.

Известно несколько методов определения температуры кристаллизации парафина: визуальный, холодного стержня, ультразвуковой, фотометрический, вискозиметрический и т. д.

1) Вискозиметрический метод.

О температуре кристаллизации можно судить по времени движения жидкости через капилляр, т. е. по вязкости. Температура, при которой наблюдается аномалия вязкости, принимается за температуру начала кристаллизации.

Снятие реологических диаграмм исследуемых нефтей проводилось на ротационном вискозиметре Viscotester VT550 (рисунок 1).

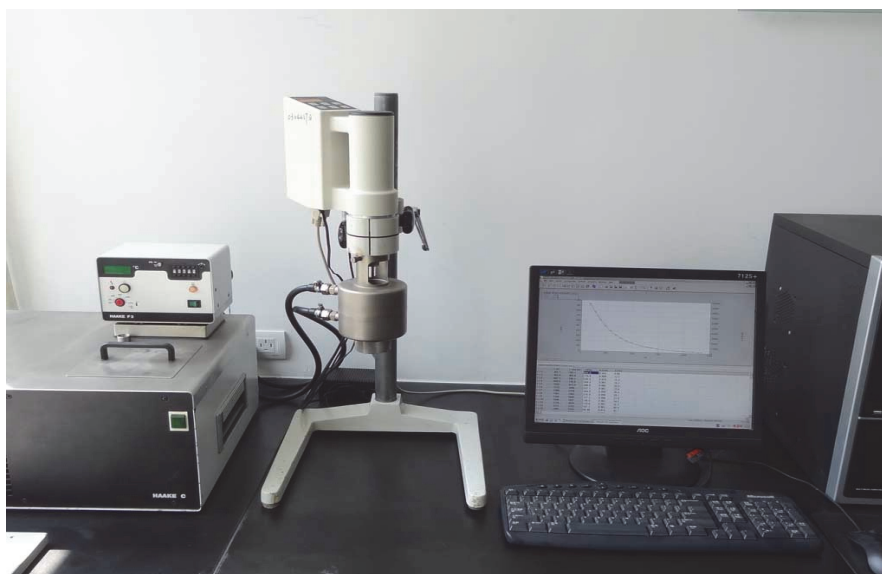


Рисунок 1 – Ротационный вискозиметр HaakeViscotesterVT550

2) Фотометрический метод.

Фотометрический метод определения температуры насыщения основан на регистрации изменения интенсивности проходящего через нефть светового потока. Это изменение вызывается появлением кристаллов парафина в нефти при ее переходе из однофазного состояния в двухфазное.

Оборудование для фотометрического метода (рис. 2) представляет собой установку, основными частями которой являются специальная терморегулируемая тосолом кювета, источник около инфракрасного (NIR, near-infrared) излучения и модулятора.

Данная установка разработана в центре исследования нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования Ухтинского филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Результатом проведения эксперимента является график зависимости фототока от температуры (рис. 3). Температура, при которой значение фототока начинает резко падать, считается температурой начала кристаллизации парафинов.

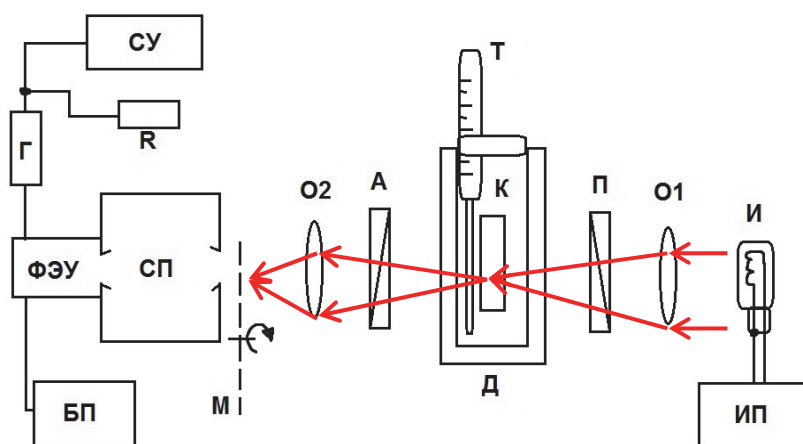


Рисунок 2 – Блок-схема экспериментальной установки для фотоэлектрической поляриметрии: И – источник света; ИП – источник питания; О1, О2 – объективы; П – поляризатор; А – анализатор; М – модулятор; СП – спектральный прибор; ФЭУ – фотоэлектронный умножитель; БП – блок питания ФЭУ; Г – гальванометр; R – сопротивление; СУ – селективный усилитель; К – кювета с исследуемым веществом; Т – термометр; Д – криостат

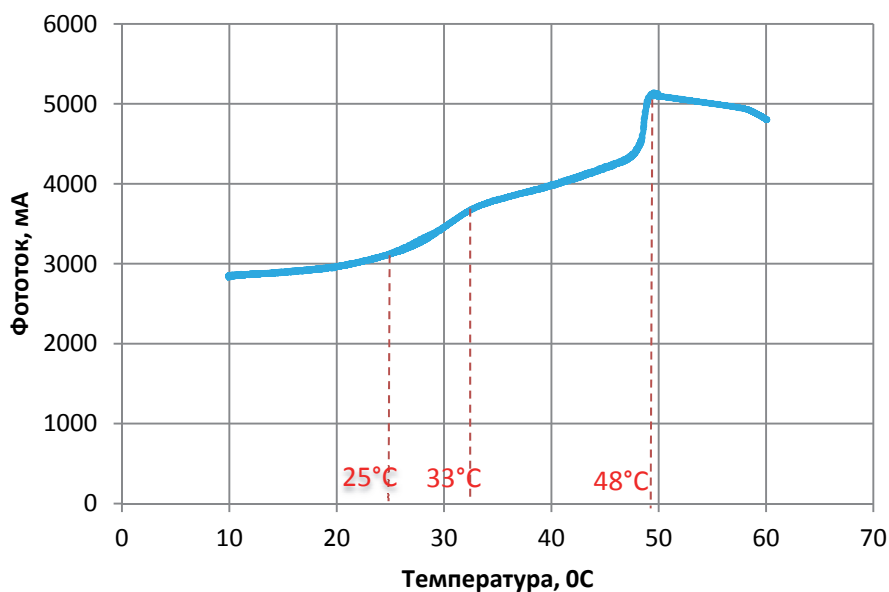


Рисунок 3 – График зависимости фототока от температуры для нефти месторождения Кыртаель

Целью настоящей работы является исследование особенностей реологических кривых высокопарафинистых нефтей месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, классификация и измерение характерных температурных точек, отражающих динамику процесса кристаллизации парафина, с помощью реологического и фотометрического методов, сравнение данных методов.

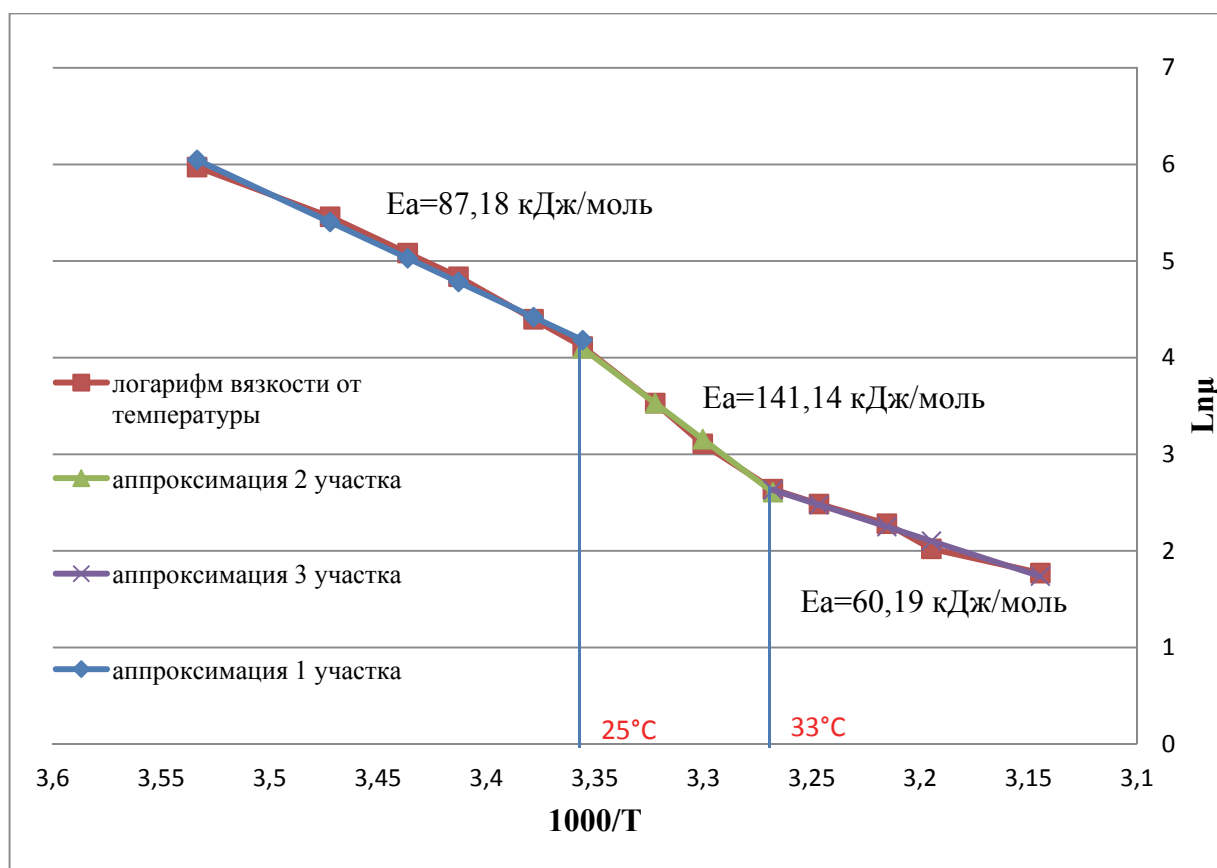


Рисунок 4 – Зависимость логарифма вязкости от $1000/T$ (координаты Аррениуса) для нефти Кыртаельского месторождения

Обычно аппроксимация в координатах Аррениуса происходит на 2 участка, но в нефтях с высоким содержанием парафина двух участков мало. Как видно из графика (рис. 4), получаем 4 области, для каждой из которых находим энергию активации:

1) Область 1 (фиолетовый участок) – область начала кристаллизации – соответствует процессу появления первых жизнеспособных кристаллов. Если бы интерпретировали всю кривую только двумя прямолинейными участками, то эта температура не была бы выявлена.

2) Область 2 (зеленый участок) – Последующее снижение температуры при наличии в системе центров кристаллизации приводит к лавинообразному нарастанию количества твердой фазы; система из однофазной переходит в двухфазную с соответствующим изменением ее реологических свойств.

3) Область 3 (синий участок) – область стабилизации системы, в которой новообразование кристаллов прекращается, мелкие кристаллы объединяются в крупные, происходит переход микродисперсной фазы в крупнодисперсную.

На рисунке 3 представлен результат фотометрического метода измерения температуры начала кристаллизации парафина нефти Кыртаельского месторождения.

Сравним фотометрический и реологический метод получения ТНКП. Отметим характерные точки, для фотометрического метода T_2 и T_3 схожи с реологическим, где T_2 – температура массовой кристаллизации парафина (33°C). Оба метода показывают, что при 25 гр. происходит выполаживание соответствующих кривых (уменьшение углов наклона). $T=48^\circ\text{C}$ – температура образования первых кристаллов, которую реологический метод не чувствует, а фотометрия выделяет резким уменьшением фототока.

Рассмотрим нефтегазоконденсатное месторождение Северный Югид. Содержание парафина порядка $18\text{--}20\%$.

При фотометрическом методе можно выделить три температуры, которые отображены на графике.

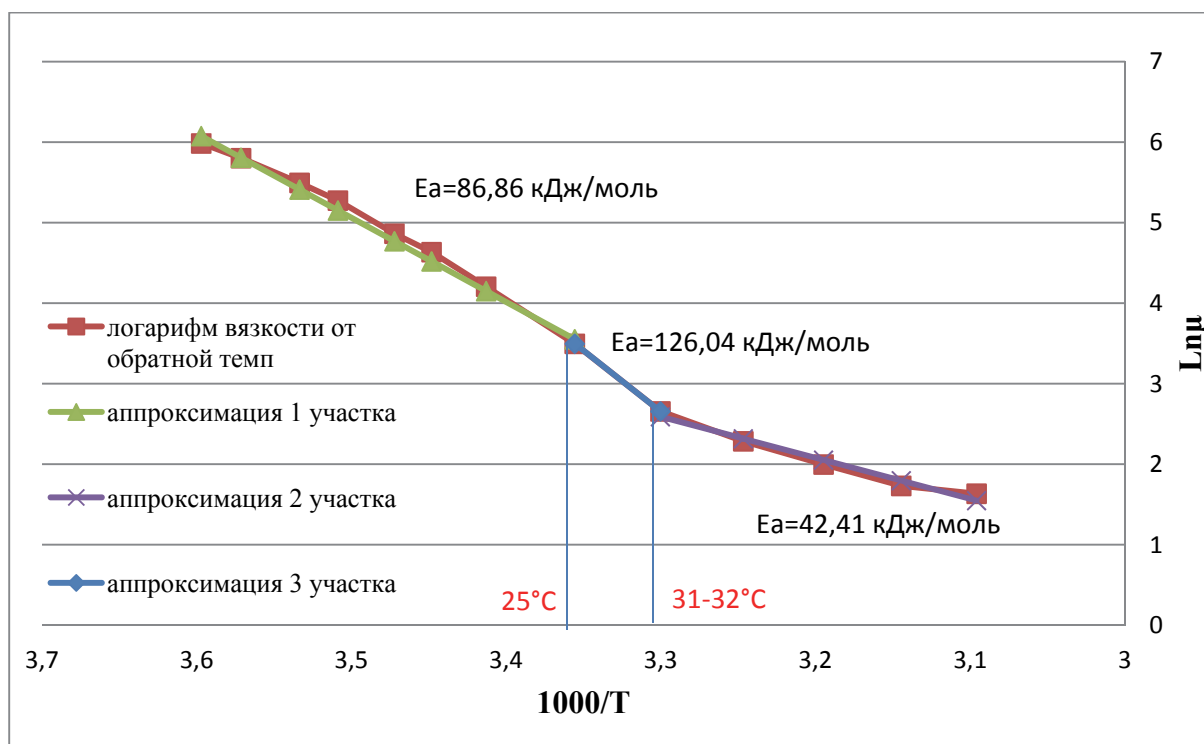


Рисунок 5 – Зависимость логарифма вязкости от $1000/T$ (координаты Аррениуса) для нефти Северо-Югидского месторождения

Реологический метод регистрирует следующие температуры:

- 1) $T_1=31\text{--}32^\circ\text{C}$ – температура начала массовой кристаллизации парафина;
- 2) $T_2=25^\circ\text{C}$ – продолжение динамики кристаллизации, начало гелеобразования.

Область 1 и область 3 имеют практически одинаковую энергию активации, в свою очередь область 2 имеет резкий наклон, что объясняется высоким значением энергии активации

Фотометрический метод регистрирует следующие температуры:

- 1) $T_1=32^\circ\text{C}$ – температура начала массовой кристаллизации парафина;
- 2) $T_2=51^\circ\text{C}$ – температура образования первых кристаллов парафина.

Сравнивая реологический и фотометрический метод, можно сделать выводы о характерных температурах:

1) Оба метода одинаково определяют температуру начала массовой кристаллизации парафина $T_1=31-32^\circ\text{C}$;

2) Фотометрический метод хорошо показывает температуру появления первых кристаллов парафина, которую реологический метод не определяет ввиду того, что процессы, происходящие при данной температуре обратимы. С этой точки зрения фотометрический метод резонно сравнивать с визуальным методом.

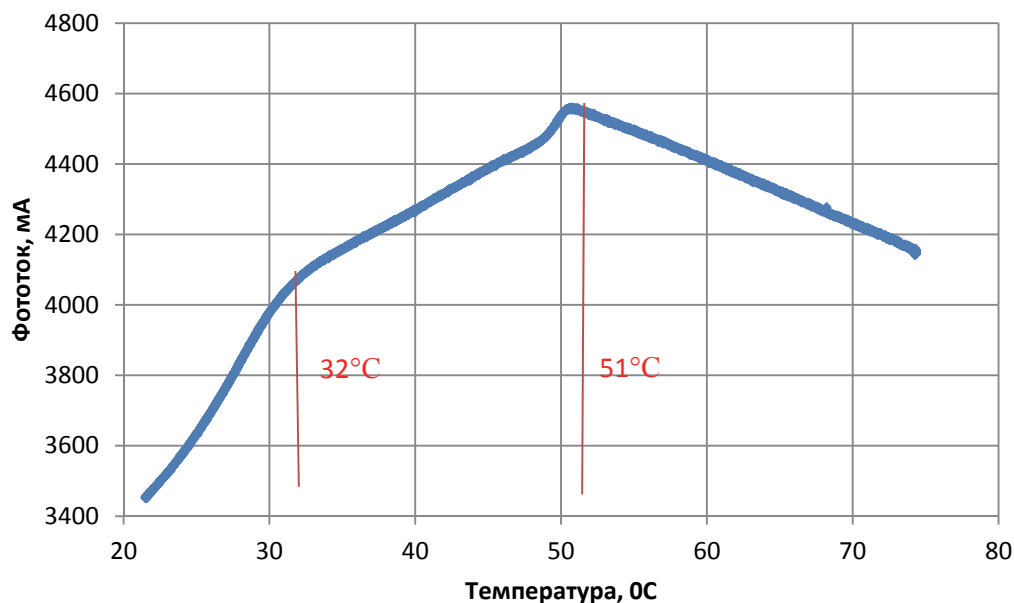


Рисунок 6 – График зависимости фототока от температуры для нефти месторождения Северный Югид

Таким образом, в работе исследовались характерные температурные точки, которые определяют начало процессов зародышеобразования, начала образования первых кристаллов из парафиновых углеводородов, массового образования кристаллов, их коагуляции и образования структурной сетки из этих кристаллов.

Список литературы

1. Тронов В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

Научный руководитель – Некучаев В.О., д-р физ.-мат. наук, профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ ОДНОЙ ИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Пудинов И.А., Новиков Е.В.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

В настоящее время отечественная нефтяная индустрия осуществляет переход на качественно новый технологический уровень, в связи с чем нуждается в инженерах-нефтяниках, обладающими профессиональными компетенциями, приобретаемыми при обучении по направлению подготовки бакалавров «Нефтегазовое дело». Предполагается активное участие студентов в исследовании наукоёмких технологий современного производства, связанных с разработкой и внедрением инновационных подходов, проектировании работы коллективов и выполнении проектных заданий различных уровней реализации.

Исследование любого технологического процесса в нефтегазоперерабатывающем производстве связано с операциями над большим количеством физико-химических характеристик. Различные расчетные математические и графические методы используются для определения физико-химических параметров углеводородных систем [1].

Рассмотрим понятие «вязкости» как одну из важных характеристик жидкостей и газов.

Вязкость нефтепродуктов связана с понятием сопротивления. Данная характеристика определяет способность жидкости и газа сопротивляться взаимному перемещению их частиц и характеризуется коэффициентом внутреннего трения (μ) или коэффициентом динамической вязкости. Данный коэффициент зависит от природы жидкости (газа) и температуры.

В нефтегазоперерабатывающем производстве наиболее широко используют понятие кинематической вязкости. Кинематической вязкостью (ν) называется отношение динамической вязкости жидкости (или газа) к ее (ρ) плотности при той же температуре

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (1)$$

В практических исследованиях в качестве характеристики нефтепродуктов используют условную вязкость. Под данной характеристикой понимают отношение длительности истечения испытуемого нефтепродукта (200 мл) из стандартного вискозиметра при температуре испытания к длительности истечения дистиллированной воды того же количества при 20°C. Условную вязкость пересчитывают в кинематическую вязкость согласно справочным данным [2]. Для перевода значений вязкости (выше 16°ВУ) рекомендуется пользоваться формулой

$$\nu_t = 7,41 \times \text{ВУ}_t \quad (2)$$

где ν_t – кинематическая вязкость при температуре t , $\text{мм}^2/\text{с}$; ВУ_t – условная вязкость при той же температуре, $^\circ\text{ВУ}$.

Рассмотрим пример. Условная вязкость масляной фракции при 50°C соответствует $20,1^\circ\text{ВУ}$, а при 100°C – $2,26^\circ\text{ВУ}$. Необходимо найти кинематическую вязкость масляной фракции при тех же температурах.

Согласно таблице перевода единиц кинематической вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) в условную ($^\circ\text{ВУ}$) находим, что вязкости $2,26^\circ\text{ВУ}$ соответствует $\nu_{100} = 14 \text{ мм}^2/\text{с}$. Условную вязкость при 50°C переведем в кинематическую, используя формулу (2): $\nu_{50} = 7,41 \times 20,1 = 149 \text{ мм}^2/\text{с}$.

С повышением давления вязкость жидкости возрастает: до $24,5 \text{ мПа}$ почти прямо пропорционально, а затем более быстро. При небольших давлениях вязкость (μ_p) жидких продуктов можно вычислить по формуле

$$\mu_p = \mu'_0(1 + \alpha p) \quad (3)$$

где μ_p – динамическая вязкость при атмосферном давлении; p – избыточное давление, Па ; α – постоянная $\approx 0,001$.

Многие смазочные масла в нефтегазопереработке рассматриваются и используются в широком диапазоне температур. Предполагается, что, чем меньше меняется вязкость масла с изменением температуры, тем более качественной характеристикой оно обладает. Зависимость вязкости масел от температуры характеризуется различными вязкостно-температурными константами, такими как отношение вязкости при двух температурах, индекс вязкости, вязкостно-массовая константа и др.

Одной из характеристик, показывающих зависимость вязкости масел от температуры, является индекс вязкости (ИВ).

Вязкостно-массовая константа (ВМК) определяет связь между вязкостью и плотностью. Так как по плотности можно судить о химическом составе нефтепродукта, то ВМК дает косвенную зависимость между вязкостными и химическими свойствами минеральных смазочных масел. Для определения ВМК можно воспользоваться формулой:

$$\text{ВМК} = \frac{d_{15}^{15} - 0,468 - 0,038 \times \lg \nu_{100}}{0,689 \times 0,011 \times \lg \nu_{150}} \quad (4)$$

где ВМК – вязкостно-массовая константа; d_{15}^{15} – относительная плотность нефтепродукта; ν_{150} – кинематическая вязкость нефтепродукта при 100°C , $\text{мм}^2/\text{с}$; для высококипящих фракций нефти ВМК изменяется в пределах $0,75$ – $0,90$.

Чем больше значение ВМК, тем ниже вязкостно-температурные качества масел.

Список литературы

1. Гуревич, И.Л. Технологии переработки нефти и газа / И.Л. Гуревич // Ч.1. – М.: Химия, 1992. – 347 с.
2. Рабинович, Г.Г. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки / Г.Г.Рабинович, П.М. Рябых, П.Л. Хохряков. – М.: Химия, 2009. 556 с.
3. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов / Б.М. Рыбак. – М.: Гостоптехиздат, 2002. – 607 с.

Научный руководитель – Бондаровская Л.В., канд. пед. наук

ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ – 9 МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Севастьянов Е.А.

Тюменский индустриальный университет

Аннотация

Газ, поступающий из скважин, необходимо подготовить к транспортировке конечному пользователю содержит парафины, механические примеси, пластовую воду – химический завод, котельная, городские газовые сети. Необходимость подготовки газа вызвана присутствием в нём кроме целевых компонентов (целевыми для различных потребителей являются разные компоненты) примесей, вызывающих затруднения при транспортировке либо применении. Так, пары воды, содержащейся в газе, при определённых условиях могут образовывать гидраты или, конденсируясь, скапливаться в различных местах (изгиб трубопровода, например), мешая продвижению газа; сероводород вызывает сильную коррозию газового оборудования (трубы, ёмкости теплообменников и т. д.). Газ подготавливают по различным схемам. Согласно одной из них, в непосредственной близости от месторождения сооружается установка комплексной подготовки газа (УКПГ), на котором производится очистка и осушка газа. Такая схема реализована на УКПГ-9 Медвежьего месторождения.

Ключевые слова

УКПГ Установка комплексной подготовки газа
(Installation of complex gas)

РДЭГ Регенерируемый диэтиленгликоль (Regenerated diethylene glycol)

НДЭГ Насыщенный диэтиленгликоль (Saturated diethylene glycol)

Сырой газ из скважин по теплоизолированным шлейфам диаметром 325x10 мм, диаметром 273x12 мм температурой 2–20⁰С, давлением 15–22 кг/см поступает на распределительную гребенку входные манифольды двух аналогичных технологических цехов.

Перед входными манифольдами установлена распределительная гребенка, предназначенная для равномерного распределения давления и расхода газа по технологическим ниткам.

Установки абсорбционного типа оснащены отечественным оборудованием. Каждая установка состоит из двух цехов по 6 ниток каждый. Технологическая нитка состоит из входного сепаратора, абсорбера ГПР-2208-05 и фильтра. В качестве абсорбента используется диэтиленгликоль. Регенерация диэтиленгликоля осуществляется на установке вакуумной регенерации, в качестве теплоносителя используется водяной пар с давлением 0,8–0,9 МПа. Концентрация регенерированного диэтиленгликоля в зависимости от параметров регенерации составляет до 99,0–99,3 % массовых.

Сырой газ через штуцер входа сепаратора поступает в среднюю секцию предварительной очистки газа, где за счет гравитационного осаждения и изменения направления потока газа происходит отделение от него механических примесей и жидкости. Наружная поверхность конусного бункера выполняет роль глухого отбойника, по стенкам которого жидкость и мехпримеси стекают в сборник жидкости и мехпримесей. Очищенный в секции предварительной очистки газ, равномерно распределяется по сечению аппарата и поступает в секцию тонкой очистки газа, где происходит очистка газа от капельной жидкости и мехпримесей за счет центробежных сил в циклонных элементах. Очищенный в циклонных элементах газ направляется в секцию окончательной очистки – сетчатый отбойник, где происходит доулавливание мелкодисперсной жидкости и далее поступает на выход из аппарата через штуцер. Отсепарированная жидкость и мехпримеси собираются в сборнике жидкости и мехпримесей. При этом жидкость, уловленная в мультициклонах, поступает в конусный бункер и далее стекает в нижнюю часть аппарата по сливной трубе. С сетчатого отбойника жидкость стекает в нижнюю часть аппарата по двум сливным трубам. Отсепарированная жидкость сбрасывается через штуцер выхода жидкости. Накопившиеся механические примеси из сборника жидкости и мехпримесей периодически удаляются через дренажный штуцер. Далее сырой газ поступает через штуцер входа в абсорбер, затем через раструб глухой тарелки поступает в массообменную секцию. Газ барботирует через прорези в колпачках контактных тарелок сквозь слой регенерированного диэтиленгликоля (РДЭГ) на тарелках, устанавливаемый высотой переливной планки. РДЭГ подается на верхнюю тарелку и, стекая вниз по тарелкам, поглощает из газа влагу. Газ, пройдя через массообменные тарелки, поступает на тарелку с коагулирующими фильтр-патронами, где происходит коагулирование и улавливание диэтиленгликоля, уносимого потоком газа. Оконча-

тельное отделение диэтиленгликоля осуществляется в сетчатом отбойнике, после чего осушенный газ выводится из аппарата через штуцер выхода газа. Насыщенный влагой диэтиленгликоль (НДЭГ) стекает на глухую тарелку, откуда через штуцер выхода НДЭГ, по мере накопления уровня, автоматически сбрасывается в выветриватель насыщенного ДЭГ В-1.

Осушенный до точки росы -20°C в зимний период и до -10°C в летний период газ из абсорбера направляется в газосборный коллектор цеха.

«Газпром добыча Надым» – это первое из крупных газодобывающих предприятий отрасли на Крайнем Севере. Сегодня предприятие «Газпром добыча Надым» эксплуатирует Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское месторождения, а также обустривает Бованенковское, Харасавейское и Ново-Портовское месторождения.

Медвежье месторождение находится на завершающей стадии разработки, когда с добываемой продукцией в скважины активно поступает пластовая вода, значительно снизилось пластовое давление, уменьшилось количество добываемого газа. Поэтому для увеличения производительности и технических характеристик абсорберов, установленных на УКПГ-9, существуют следующие технологические решения:

- замена внутренних элементов сепаратора на более производительные и эффективные (пылеуловителя типа (обе ступени сепарации в одном аппарате)).
- размещение колпачковых тарелок регулярной структурированной насадкой разработки ДОО «ЦКБН», имеющей, кроме высокой массообменной эффективности и пропускной способности, также увеличенное (до 96%) свободное сечение, что позволяет в 3–4 раза увеличивать удельное орошение.

Список литературы

1. Технологический регламент УКПГ-9 Медвежьего месторождения, 2007 г.
2. Проект разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения. ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень 2010 г.
3. Клещенко И.И., Кустышев А.В., Телков А.П. Геология нефтяных и газовых месторождений Сибири. – М.: Недра, 2003.

Научный руководитель – Забоева М.И., канд. техн. наук, доцент

ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ – 4 МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Севастьянов Е.А., Шура А.С.
Тюменский индустриальный университет

Аннотация

Газ, поступающий из скважин, необходимо подготовить к транспортировке конечному пользователю содержит парафины, механические примеси, пластовую воду – химический завод, котельная, городские газовые сети. Необходимость подготовки газа вызвана присутствием в нём кроме целевых компонентов (целевыми для различных потребителей являются разные компоненты) примесей, вызывающих затруднения при транспортировке либо применении. Так, пары воды, содержащейся в газе, при определённых условиях могут образовывать гидраты или, конденсируясь, скапливаться в различных местах (изгиб трубопровода, например), мешая продвижению газа; сероводород вызывает сильную коррозию газового оборудования (трубы, ёмкости теплообменников и т. д.). Газ подготавливают по различным схемам. Согласно одной из них, в непосредственной близости от месторождения сооружается установка комплексной подготовки газа (УКПГ), на котором производится очистка и осушка газа. Такая схема реализована на УКПГ-4 Медвежьего месторождения.

Ключевые слова

УКПГ Установка комплексной подготовки газа
(Installation of complex gas)

ДКС Дожимная компрессорная станция (Booster Compressor Station)

ПСПГ Пункт сепарации пластового газа (Item separation reservoir gas)

АВО Аппарат воздушного охлаждения (Air cooler)

ГТН Газотурбинные нагнетатели (Gas turbine blowers)

Сырой газ из скважин (на УКПГ–4 эксплуатационный фонд 45 скважин) по теплоизолированным шлейфам диаметром 325x10 мм, диаметром 273x12 мм температурой 2-20⁰С, давлением 15–22 кг/см поступает на распределительную гребенку входные манифольды четырех аналогичных технологических цехов. Перед входными манифольдами установлена распределительная гребёнка, предназначенная для равномерного распределения давления и расхода газа по 12 технологическим ниткам.

Каждый технологический цех представляет собой самостоятельную технологическую единицу, состоящую из технологической линии очистки и осушки газа и технологической линии регенерации адсорбента.

Сырой газ со сборного пункта поступает на ДКС, где газ проходит очистку на пункте сепарации пластового газа (ПСПГ), компримируется в газотурбинных нагнетателях ГТН-6 и охлаждается в аппаратах воздушного ох-

лаждения АВО. Скомпримированный и охлажденный газ после ДКС поступает во входной (первичный) сепаратор С-1, где от него отделяется жидкая фаза, далее влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит сверху вниз через слой адсорбента – твердого вещества, поглощающего пары воды.

Далее осушенный газ, пройдя фильтр С-2 для улавливания уносимых частичек адсорбента, поступает в магистральный газопровод или подается потребителю.

Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12...16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого из газовой сети отбирается сухой газ и направляется в подогреватель П-1, где он нагревается до температуры 180...200°С.

Далее газ подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник АВО.

Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6...7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

«Газпром добыча Надым» – это первое из крупных газодобывающих предприятий отрасли на Крайнем Севере. Сегодня предприятие «Газпром добыча Надым» эксплуатирует Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское месторождения, а также обустроивает Бованенковское, Харасавейское и Ново-Портовское месторождения.

С точки зрения безопасности производства, адсорбционная осушка газа на УКПГ является менее опасной, так как основным наиболее опасным после природного газа является – метанол. С точки зрения обслуживания производства, адсорбционная осушка газа на УКПГ более удобна и легка в эксплуатации благодаря более лучшей автоматизированной системе импортного производства, которая считается на сегодняшний день уже устаревшей, а её усовершенствование или замена требует огромных материальных затрат. Газо-промышленное Управление делает все возможное для приобретения и внедрения новой техники и технологии, в столь экономически неустойчивое время, для поддержания в рабочем состоянии устаревшей техники.

Список литературы

1. Технологический регламент УКПГ-4 Медвежьего месторождения, 2007 г.
2. Проект разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения. ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень 2010 г.
3. Клещенко И.И., Кустышев А.В., Телков А.П. Геология нефтяных и газовых месторождений Сибири. – М.: Недра, 2003.

Научный руководитель – Забоева М.И., канд. техн. наук, доцент

ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЛУБОКОВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА ИЗ ВЛАДИВОСТОКА В ЯПОНИЮ ПО ЯПОНСКОМ МОРЮ

Соколов Ц.В., Капачинских Ж.Ю.
Санкт-Петербургский горный университет

В работе обоснована возможность транспортировки компримированного КПГ (CNG) (сжатого) природного газа из Владивостока на остров Хонсю (порт Китаюсю – 850 км. – Япония) вследствие заинтересованности Японии в пользовании природным газом. Разработанная новая технология позволяет обеспечить поставки природного газа в Японию в объеме до 16 млрд. м. куб. (половину проектной мощности практически бездействующего газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»).

Цель работы. Обоснование строительства глубоководного газопровода Владивосток-Япония. Природный газ из трубопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» (проектная мощность 32 млрд. м. куб. в год) сжатый до 280 атмосфер, предложено транспортировать по Японскому морю в Японию (юг острова Хонсю) по маршруту, обходящему глубоководную Японскую котловину.

В технологию включено строительство дожимной компрессорной станции в районе порта Владивосток и обоснованы специальные методы прокладки глубоководного газопровода над дном моря для защиты от землетрясений.

Проектная производительность газопровода – 8–16 млрд. м. куб. газа в год.

В течение ряда последних лет ПАО «Газпром» обсуждает с правительством Японии возможность и целесообразность прокладки подводного газопровода по Японскому морю.

Проблемы, возникающие при прокладке. Район Японского моря сейсмичен, особенно на его западе, около Японских островов, которые расположены над сейсмофокальной зоной [8].

Собственно под впадиной моря преобладают глубокофокусные землетрясения (до 700 км.). Среднее значение сейсмического эффекта в пределах Японского моря по 12-бальной шкале интенсивности землетрясений равно 8 баллов.

Так как районы добычи углеводородов чаще всего расположены в сейсмоопасных областях, то реализация международных проектов требует обеспечения сейсмостойкости морских подводных трубопроводов.

Средняя глубина Японского моря составляет 1350 м, а максимальная – 3742 м. – Японская котловина [8].

В рельефе Японского моря установлены несколько крупных котловин и поднятий, а также отдельные подводные горы и банки, поэтому при прокладке трубопровода могут возникнуть некоторые трудности.

Поэтому по технологическим и стоимостным соображениям (по расчетам «ТокуоGas» газопровод в длиной 815 км. производительностью 8 млрд. м. куб. в год будет стоить 3,7 млрд. долларов США [9]), ПАО «Газпром» сомневается в возможности и целесообразности прокладки такого морского трубопровода.

Подробная технология прокладки. Газопровод прокладывается минуя глубоководную Японскую котловину на глубинах не более 1500 м. вдоль КНДР, но вне ее территориальных вод и прилегающей зоны (44,4 км). В этом случае увеличивается на 300 км. длина маршрута.

Риск разрушению газопровода вследствие катастрофических землетрясений предлагается снизить за счет прокладки вблизи дна Японского моря на разной глубине. Технология строительства принята аналогичной технологии строительства морских трубопроводов «Голубой поток», «Турецкий поток» и «Северный поток».

Для обеспечения производительности 16 млрд. м. куб. в год диаметр газопровода принят равным 813 мм, а толщина стенки в районе Владивостока 39 мм, которая уменьшена таким образом, чтобы трубопровод обладал небольшой положительной плавучестью. Проектное давление в трубопроводе составит 28,45 МПа.

С помощью бетонных пригрузов обеспечивается положение трубопровода на расстоянии 10–15 м. от дна моря. Профиль трубопровода в разрезе имеет вид «змейки» как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении (рисинок 1).

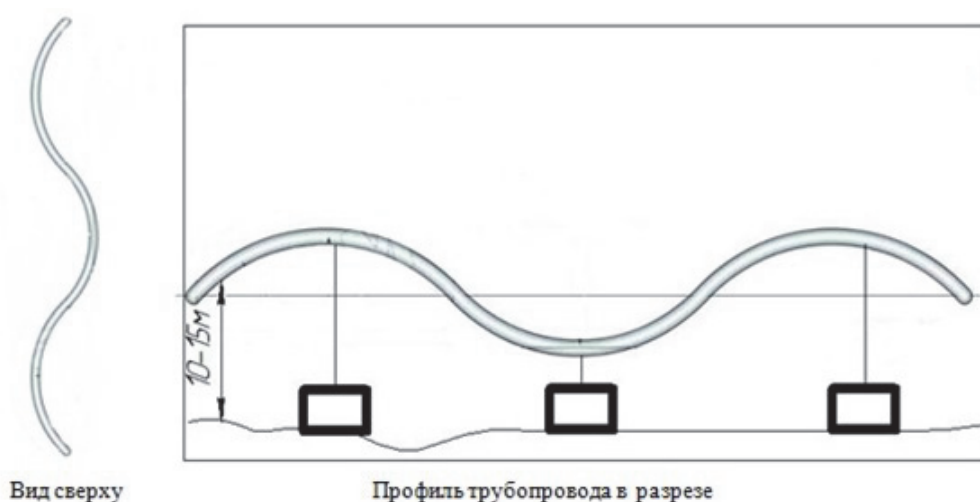


Рисунок 1 – Особенности прокладки трубопровода.

По предварительным расчетам, которые в дальнейшем должны быть подкреплены экспериментами, такая технология строительства впервые позволит снизить риски разрушения трубопровода вследствие подвижек дна Японского моря и подводного цунами в случае катастрофических землетрясений.

В настоящее время данная технология находится на стадии разработки, готовится патент.

Заключение. В данной работе было представлено обоснование строительства глубоководного трубопровода из Владивостока в Японию.

Проанализировав географию и сейсмическую активность объекта, было выявлено, что имеется ряд проблем, возникающих при укладке трубопровода. Это высокая сейсмическая активность и большая глубина Японского моря. Для того, чтобы избежать данных проблем, в работе была описана предложенная нами технология, которая позволит бесперебойно поставлять газ в Японию и снизит риск землетрясений и бедствий.

Строительство газопровода будет эффективно содействовать принятой сейчас в Японии стратегии экономического роста, планам перестройки энергетики страны.

Список литературы

1. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Ч.1 Конструирование. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 555 с.
2. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Ч.2 Технология строительства. – М.: Недра, 2006. – 620 с.
3. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. Учебное издание. – 196 с.
4. Морские трубопроводы / Ю. А. Горяинов, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 131 с.
5. Харионовский В. Глубоководные газопроводы. Надежность: Исследования и решения LAMBERT. Academic Publishing. – 567 с.
6. Трубопроводный транспорт и переработка продукции морских скважин / Бошкова И. Л. – ОГАХ, Одесса, 2010 г. – 144 с.
7. Hollyer R. S. and Fowler D. W. Economic recovery of offshore marginal gas. Presented at the Annual GPA Convention. – March, 1980, Houston
8. Геофизический центр РАН <http://www.wdcb.ru>
9. <http://neftegaz.ru/news/view/137847-Tokyo-Gas-predlagaet-postroit-gazoprovod-ot-Sahalina-do-yaponskogo-ostrova-Honsyu-za-37-mlrd-doll-SShA>
Сайт делового журнала neftegas.ru

Научный руководитель – Крапивский Е.И., д-р геол.-минерал. наук, профессор

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОБАЛЛОНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОМПРИМИРОВАННОГО ГАЗА ПО ЧЕРНОМУ МОРЮ ИЗ РОССИИ В ЮЖНУЮ ЕВРОПУ

Соколов Ц.В., Петрова С.Г.
Санкт-Петербургский горный университет

В проекте обоснована целесообразность транспортировки сжатого природного газа от уже построенной компрессорной станции «Русская» (вблизи г. Анапа) в Турцию и до болгарского морского порта Варна.

Разработанная технология позволяет обеспечить поставки природного газа в Южную Европу, при этом требования 3 энергопакета Европейского союза выполняются.

Предлагается сжатый до 276,3 атмосфер (28,45 МПа) на КС «Русская» природный газ загружать в специализированные баллоны из композитных материалов (или в баллоны, изготовленные по разработанной нами технологии из морских труб), затем в морские контейнеры и транспортировать сжатый газ контейнеровозами на расстояние 810 км до болгарского порта Варна и на расстояние 910 км до Западной Турции (рисунок 1).



Рисунок – 1 Маршрут транспортировки компримированного газа

Далее компримированный газ из порта Варна перевозится большегрузными контейнеровозами в страны Южной Европы, а из Турции по трубопроводу в Италию через Грецию.

Применение технологии морской транспортировки КПГ позволит получить экономический эффект, исчисляемый миллиардами долларов. Разработанная технология дополняет поставки газа по морскому трубопроводу «Турецкий поток», который, вероятно, будет построен только в 2020

году. Пробные поставки компримированного газа могут быть осуществлены уже в 2017 году.

Цель работы: Из-за неконструктивной позиции Евросоюза России пришлось отказаться от строительства морского подводного трубопровода «Южный поток» по дну Черного моря проектной производительностью 63 млрд. м. куб газа в год от КС «Русская» до болгарского порта Варна. Предусматривалось строительство 4 ниток производительностью каждой 15,75 млрд. м куб. в год. Однако существующими договоренностями предусмотрено строительство только двух ниток: одна для газоснабжения Турции, а другая – Южной Европы. Таким образом, на КС «Русская» может быть переизбыток газа в объеме около 31,5 млрд. м куб. в год. Вместе с тем, Южная Европа, особенно Италия, остро нуждается в российском газе. Если Россия откажется к 2019 году от транзита газа через Украину, возникнет дефицит газа, в первую очередь в Болгарии.

Разработке технологии транспортировки посвящены работы как российских (ООО «Интари», ЦНИИ Крылова, КБ Вымпел [1,2,3]), так и многих зарубежных фирм [4].

В данной статье предложена и обоснована **контейнерная транспортировка КПП**, исследования которой были начаты украинскими учеными [5,6].

Основы технологии: Природный газ предлагается перевозить судами контейнеровозами в морских 20–40 футовых контейнерах, в которых размещаются композитные баллоны высокого давления.

Контейнеры с трубами заполняются газом под давлением 28,45 МПа на причале построенной КС «Русская». Загружаются на судно-контейнеровоз на многоточечном причале, что обеспечивает одновременную заправку большого количества контейнеров с трубами. Через сутки в порту Варна в Болгарии перегружаются на большегрузные автомобили и развозятся по странам Южной Европы, или закачиваются сначала в морские транспортируемые хранилища компримированного газа в трубах высокого давления (250-500 млн. м. куб), а затем в подземные газовые хранилища Болгарии, Греции или Румынии.

Расчетное время заправки судна – 3 суток, расчетное время разгрузки – 1 сутки, расчетное время количества рейсов в год – 50 рейсов в год, расчетное количество газозовов-контейнеровозов для транспортировки компримированного газа на расстояние 800–900 км составляет по нашим расчетам и расчетам японских и украинских ученых 20 судов и/или барж (уточняется по результатам опытной эксплуатации).

Выбор этой технологии обусловлен следующими причинами:

- В России в настоящее время строительство специализированных судов КПП по технологии «Coselle», «Votrans» или др. затруднено из-за загруженности верфей (например, Балтийский завод в ближайшие годы должен построить 3 атомных ледокола).

- Все зарубежные разработки защищены патентами, что существенным образом сказывается на стоимости судов КПП. Давление газа на выходе КС «Русская» составляет 28,45 МПа, поэтому для использования вышерассмотренных технологий необходимо его снижение, а значит уменьшение объема газа и дополнительные затраты. Для предлагаемой технологии можно использовать газ без снижения давления.

- На рынке имеется большое количество судов-контейнеровозов, которые могут быть арендованы. Изготовление контейнеров с компримированным газом в России, в том числе с разработанными нами специализированными емкостями, не вызывает больших трудностей.

- В районе КС «Русская» может быть в течение года построен контейнерный причал годовой производительностью 300–500 тысяч 20 футовых морских контейнеров (TEU), аналогичный тому, который строится в Новороссийске.

Специализированные смеси газов (метан-газовый конденсат, метан-дизтопливо, метан-диметиловый эфир) позволяют повысить теплоемкость [5].

В данной работе были проведены исследования смесей метан-диметиловый эфир и метан-циклогексан.

На диаграммах давление-температура для смесей с содержанием диметилового эфира до 5% получены критические точки. Значения температуры, давления и плотности в этих точках занесены в таблицу, и по полученным данным построены графики зависимости.

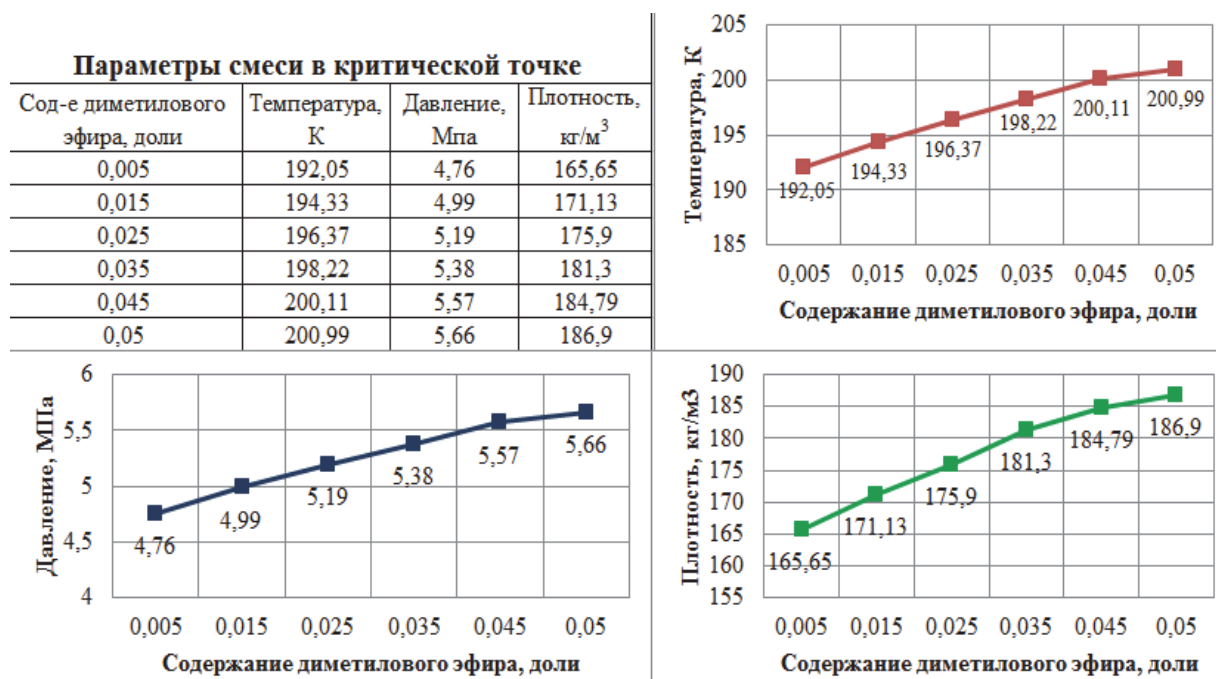


Рисунок 2 – Значения параметров смеси в критических точках, графики зависимости температуры, давления и плотности от состава смеси метан-диметиловый эфир

Аналогичные расчеты были проведены и для смеси метана и циклогексана. Но в этом случае вместо значений параметров в критических точках были использованы значения на крикоденбарах (граница разделения двухфазной области и области сверхкритического флюида, точка при максимальном давлении).

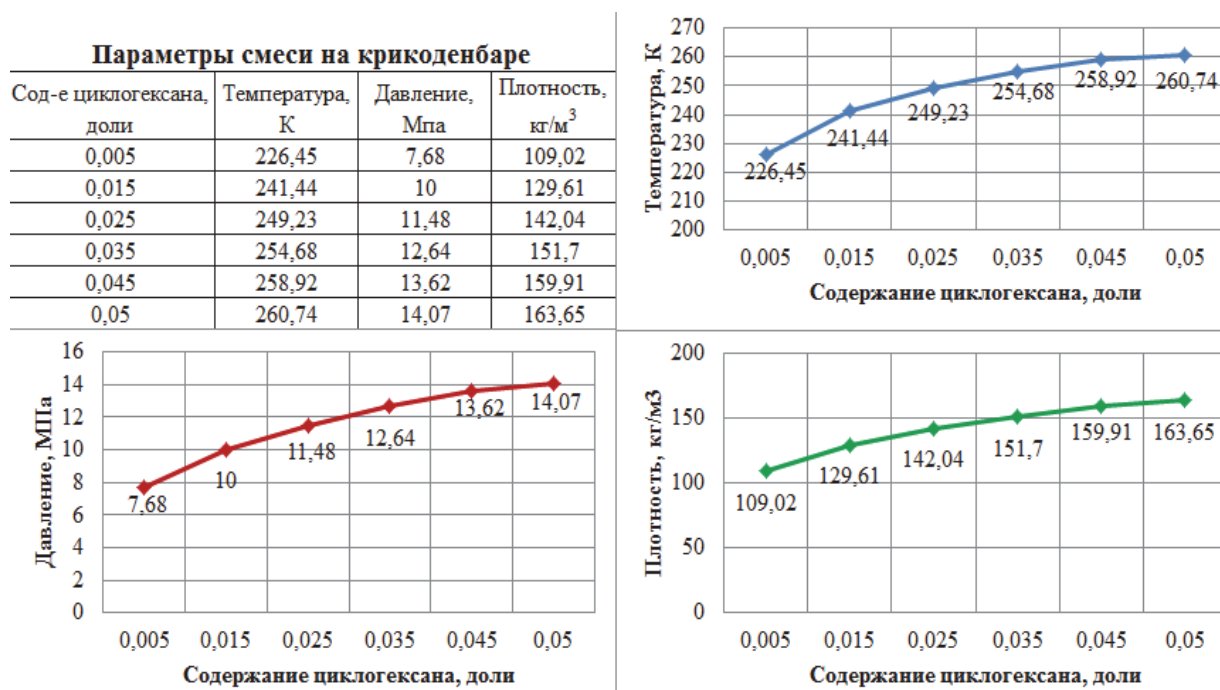


Рисунок 3 – Значения параметров смеси в критических точках, графики зависимости температуры, давления и плотности от состава смеси метан-циклогексан

По графикам (рисунки 2, 3) можно сделать вывод, что действительно, при добавлении в смесь тяжелых углеводородов, температура сжижения и плотность смеси повышаются.

Экономика: При транспортировке СПГ суммарный процент потерь на сжижение, погрузку, транспортировку, выгрузку и разжижение составляет 15%, а при погрузке, транспортировке и разгрузке КПГ теряется 5-8%. Весь цикл транспортировки КПГ на маршруте, в 600 мор. миль займет около 6–7 дней. За год судно сможет сделать 40–50 рейсов.

Затраты России на контейнерный терминал, суда и баржи КПГ по нашей оценке могут составить около 2,5 млрд. долларов США. При этом затраты на строительство морского трубопровода по дну Черного моря составили бы более 10 млрд. долларов. Расчетная стоимость транспортировки Анапа-Варна исчисляется в пределах 30 долларов за 1000 м. куб. газа. Стоимость газа при доставке на КС «Русская» с Ямала – 55 долларов за 1000 куб. м.

Ориентировочный срок окупаемости проекта – 5 лет.

Затраты Европейского Союза (на строительство морских хранилищ, инфраструктуры, приемного терминала, трубопроводов для закачки газа в

Южный поток) по нашим оценкам составят не более 1,0 млрд. долларов США. Следует учесть, что затраты на строительство контейнерного флота с компримированным газом, причала, буферного хранилища может взять на себя Европейский Союз.

Увеличение вместительности баллонов добавлением в смесь тяжёлых УВ – процесс достаточно экономичный. Если взять 5% содержание диметилового эфира (или циклогексана), то для баллона метана (стоимостью более 16 тыс. руб.) потребуется около 1,3 кг. вещества, а стоимость получившейся смеси увеличится всего лишь на 350 рублей.

Таким образом, проект является технически осуществимым и высоко рентабельным.

Выводы: Предлагаемая технология по нашему мнению достаточно обоснована технологически и экономически. Может быть реализована в короткие сроки (1,5–2 года). Ее применение позволит компенсировать часть затрат на строительство КС «Русская» и «Южного коридора».

Изменение состава смеси при добавлении малого количества тяжелых углеводородов может существенно повысить плотность смеси и вместимость баллонов высокого давления. При этом стоимость и топливные свойства смеси практически не изменяются.

Увеличение объема перевозок компримированного газа в 2 судами-контейнеровозами позволит совместно с турецким потоком транспортировать в Южную Европу до 63 млрд. м куб. газа, как это и предусматривалось для нереализованного «Южного потока». Предусмотрено патентование элементов технологии.

Список литературы

1. Блинков А. Н., Власов А. А., Лицис А. В., Шурпjak В. К. CNG – новая технология морской транспортировки газа: состояние, перспективы, проблемы // Российский морской регистр судоходства. Научно-технический сборник. – № 30. – Санкт-Петербург. – 2007. – С. 127–162.

2. Таровик В. И., Крестьянцев А. Б. Перспективные направления развития морской техники для освоения арктического шельфа и систем транспортировки природного газа. ЦНИИ А.Н. Крылова. Презентация 2011. – 19 с. URL: http://www.mir-forum.ru/files/materials/cnii_krylova2.pdf

3. Вымпел. Конструкторское бюро по проектированию судов. Нижний Новгород. URL: <http://www.vympel.ru>.

4. Новиков А. И., Глаголев А. И., Удалов Д. А. Морская транспортировка компримированного природного газа. Современное состояние и перспективы. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 120 с.

5. Миннегулова Г.С., Крапивский Е.И. Исследование фазовых состояний смесей сжиженных углеводородов газоконденсатных месторождений п-ова Ямал при низких температурах / Е.И. Крапивский, Г.С. Миннегулова // Газовая промышленность, 2014. – № 11. – С. 86–90.

6. Патон Б. Е., Савицкий М. М., Савицкий А. М., Мазур А. А. Эффективность морской транспортировки природного газа при использовании сварных баллонов высокого давления // Автоматическая сварка. – 2014. – № 8 (734). – С. 49–55

Научный руководитель – Крапивский Е.И., д-р геол.-минерал. наук, профессор

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Телепко А.С.

Санкт-Петербургский горный университет

Уровень потребления газа постоянно растет. Однако традиционные технологии его транспортировки и накопления с целью рационального использования часто оказываются неэффективными. Доминирующее положение среди технологий транспортировки природного газа занимает трубопроводный транспорт. Однако уже сейчас на морские перевозки сжиженного природного газа приходится около 30 % от общего объема мировой торговли, и его доля постоянно растет.

Технологические предложения по хранению и транспорту природного газа в газогидратном состоянии появились еще в 40-х годах 20-ого века. Перевод газа в газогидратную форму позволит утилизировать газ из угольных пластов, снижая аварийность при шахтной добыче угля [1] Газовые гидраты представляют собой твердые соединения природного газа и воды, образующиеся в условиях относительно высокого давления и низкой температуры. Они представляют собой кристаллические, льдоподобные вещества. Большинство компонентов природного газа, за исключением водорода, гелия, неона, нормального бутана и более тяжелых углеводородов, способно к образованию газовых гидратов. Самым распространенным природным газом гидратообразователем является метан. Единица объема гидрата метана может содержать до 164 объемов газа при нормальных условиях (т.е. при атмосферном давлении и температуре воздуха выше нуля). Газовые гидраты являются одной из форм существования природного газа в недрах в определенных термодинамических и геологических условиях [2].

Особенностью газовых гидратов, в частности подводных, является их распространение преимущественно в виде скоплений, приуроченных в основном к глубоководным акваториям и полярным шельфам, поскольку они могут быть стабильны только в условиях предельного газонасыщения сосуществующей с ними поровой воды. Для образования газового гидрата и нахождения его в стабильном состоянии длительное время необходимо

выполнение следующих условий: стабильные температура и давление, а также достаточное для пересыщения поровой воды и осаждения в гидратной форме количество газа. Такие условия возможны лишь в определенных геологических обстановках, в которых обеспечивается в том или ином виде относительно постоянная миграция газа в зону гидратообразования.

Несмотря на то, что из 1 куб. м газовых гидратов при регазификации получается лишь 170 куб. м природного газа, а из сжиженного – 600, газогидраты имеют преимущества по транспортировке как сухой пакетируемый груз. Для их перевозки не требуются сложные криогенные технологии. Также для транспортировки газовых гидратов можно использовать стандартные технологии перевозки рефрижераторных морских грузов.

Хранение и транспортировка природного газа в виде гидратов рассматривается в настоящее время в качестве альтернативной технологии газификации. Свойство газовых гидратов при относительно небольших давлениях концентрировать значительные объемы газа привлекает внимание специалистов длительное время.

Общим недостатком известных технических решений является использование трубопроводов при добыче газовых гидратов, при этом существует вероятность образования гидратов в стволах скважин, промышленных коммуникациях и трубопроводах. Отлагаясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность.

В настоящее время Крыловский государственный научный центр занимается разработкой проекта (рисунок 1) для компании ОАО «КБ Вымпел» по созданию судна ледового типа для транспортировки природного газа в виде газовых гидратов [3].

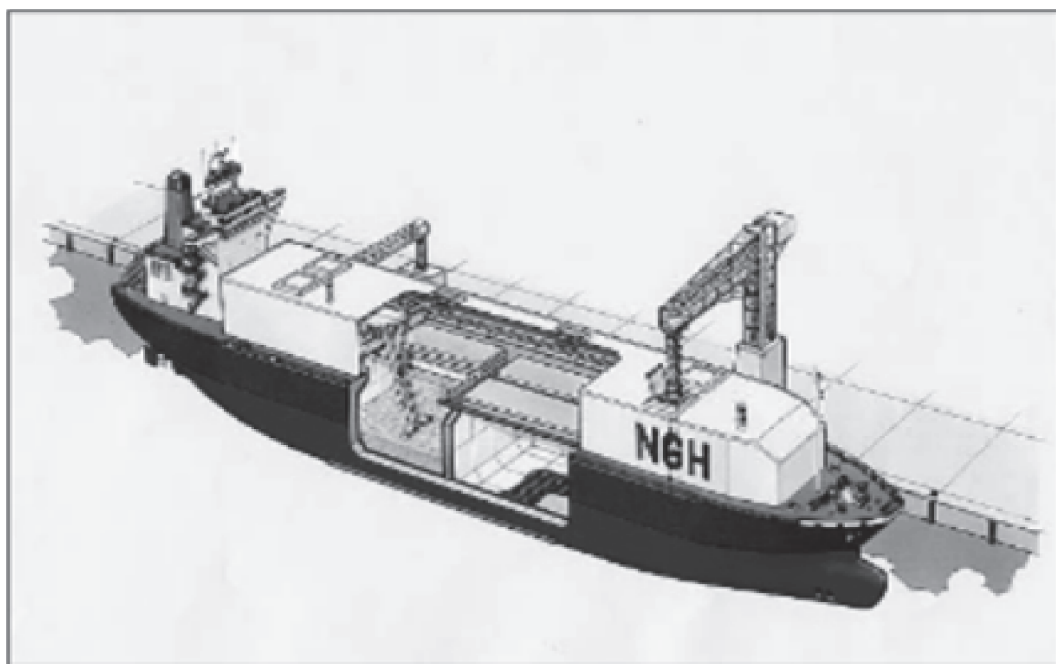


Рисунок 1 – Судно ледового класса для транспортировки газогидратов

Однако для создания данного судна помимо выполнения традиционных задач (выбор основных характеристик, непотопляемости, прочности, ледового класса и т.д.) необходима разработка требований к судну по транспортному хранению и обеспечению грузовых операций газовых гидратов, требований к судовым системам для морской транспортировки и разработка регламентирующей документации по морской транспортировке газовых гидратов. Также существуют такие специализированные судостроительные задачи как разработка судового комплекса аварийного оборудования, разработка способа транспортного хранения газовых гидратов на судне и обеспечения безопасности их транспортировки.

Затраты на морскую транспортировку газовых гидратов оцениваются в 60% от затрат на транспортировку СПГ. При создании газогидратного судна могут применяться конструктивные решения для ледовых сухогрузных судов. Однако предстоит разработать требования к судну по транспортному хранению и обеспечению грузовых операций, требования к судовым системам, регламенты по безопасной морской транспортировке газовых гидратов. Применение газогидратной технологии будет экономически выгодным, начиная уже с расстояния 1000 км. А поскольку газовый гидрат содержит в своем составе не только газ, но и воду, то это делает газогидратную технологию более безопасной.

Норвежские исследователи, например, разработали технологию преобразования природного газа в газовый гидрат, позволяющую транспортировать его без использования трубопроводов и хранить в наземных хранилищах при нормальном давлении. Однако энергетика транспорта метана в газогидратной форме упирается в плотность упаковки метана, поскольку, как отмечено выше, плотность упаковки метана в газогидратной форме в 3,5 раза меньше, чем в сжиженном состоянии.

Предлагаемые способы извлечения газа из газовых гидратов связаны с переводом газа из твердого состояния в свободное непосредственно в пласте. Это может быть осуществлено в результате нагревания коллектора выше температуры образования гидратов, снижения пластового давления ниже давления равновесия гидратов, закачки в коллектор ингибиторов (метанол, глюколь и др.) для понижения стабильности гидратов.

Существующие методы получения природного газа из газовых гидратов опираются на диссоциацию (разделение), при которой газовые гидраты распадаются на газ и воду. Три основных метода разработки залежей газовых гидратов включают: разгерметизацию (снижение давления), нагревание и ввод ингибитора. Привлекает внимание технология закачки в пласт углекислого газа. Электромагнитные и акустические методы воздействия на гидратонасыщенную породу пока изучены мало.

Разгерметизация – наиболее перспективная сегодня технология разработки газогидратных месторождений. Ее суть состоит в искусственном понижении давления в пласте вокруг скважины, которое достигается за счет

понижения давления в буровой скважине или за счет сокращения давления на газовые гидраты воды или свободного газа после их частичной откачки. Когда давление в слое газа ниже, чем фазовое равновесие газового гидрата, он начинает распадаться на газ и воду, поглощая при этом тепловую энергию окружающей среды.

Технология наиболее эффективна при расположении газового гидрата вблизи пласта свободного газа. При снижении объема свободного газа происходит постоянное изменение равновесия между гидратом и газом, в результате чего газовый гидрат продолжает выделять газ, который наполняет нижележащую полость. Разгерметизация применяется для разработки газовых гидратов, залегающих в породах высокой проницаемости на глубине более 700 м.

Преимуществами данной технологии является сравнительно невысокие затраты; простота процесса извлечения газа (происходит автоматически при создании перепада давления); возможность относительно быстрой добычи больших объемов. Однако при низких температурах высвобождающаяся в ходе разгерметизации вода может замерзнуть и закупорить оборудование.

Технология нагревания полученных газовых гидратов разделяется на следующие подвиды:

Нагревание с помощью впрыскивания теплоносителя. Наиболее часто используемый теплоноситель – вода. Эффективность технологии повышается при подведении нагретой воды в замкнутом цикле по специальным трубам. При этом открытое впрыскивание воды или пара эффективно лишь в пластах газового гидрата толщиной от 15 м. В противном случае потери тепла при открытом впрыскивании теплоносителя оказываются чрезмерно большими.

Метод циркуляции горячей воды применен при 5-дневной пробной добыче газа на канадском месторождении Маллик в 2002 году. В ходе эксперимента в скважину глубиной 1 100 м закачивалась вода температурой 80°C. При достижении водой нижней точки скважины температура воды составляла 50°C. В результате применения технологии было добыто 470 м³ метана.

Метод разложения газовых гидратов с использованием пара или другого нагретого газа или жидкости. Метод основан на использовании устройства, помещаемого рядом с газовым гидратом или внутри его, позволяющего нагревать газовый гидрат газом или жидкостью (предпочтительно паром). Газовый гидрат может быть подвергнут нагреву непосредственно газом или жидкостью или косвенно через теплопроводящую катушку или канал.

Прямое нагревание с использованием электричества. Метод применяется при добыче тяжелой нефти. При разработке газовых гидратов электроды вводятся в верхнюю и нижнюю части пласта и через пласт пропускается переменный ток. Также применяется микроволновое нагревание пласта с помощью подведения к нему микроволнового излучателя, который может перемещаться вдоль всей глубины пласта.

Преимуществами технологии нагрева являются простота и отсутствие сложной техники. Однако присутствуют высокие затраты энергии на нагревание и подведение теплоносителя к пласту; невозможность добычи из пластов глубокого залегания; относительно медленное и ограниченное по объемам разделение гидрата метана на газ и воду; необходимость постоянного увеличения объемов подводимой тепловой энергии (так как при разложении газового гидрата на газ и воду происходит постоянное ее поглощение).

Введение ингибитора рассматривается как способ нарушения фазового равновесия газового гидрата и понижения его температуры. В качестве ингибиторов могут выступать органические (например, этанол, метанол, гликоль) или соляные растворы (например, морская вода). Лабораторные опыты показали, что распад газового гидрата зависит от концентрации, объемов, температуры и площади проникновения ингибитора. При этом доказано, что объем распадающегося газового гидрата является функцией от объема вводимого ингибитора.

Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата (при образовании газовых гидратов вода очищается от примесей). В настоящее время рассматриваются концепции морского транспорта природного газа в гидратном состоянии при равновесных условиях, особенно при планировании разработки глубоководных газовых (в том числе и гидратных) месторождений, удаленных от потребителя. Также ресурсы метана в газогидратном виде оцениваются в $2 \cdot 10^{16}$ м³, что приблизительно в 2 раза превышает запасы всех остальных источников органического углеводорода на Земле [4].

Список литературы

1. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / под ред. член–корр. РАН Г.К.Сафаралиева // М.-Ижевск, ИИКИ, 2010, 692 с.
2. Соловьев В.А., Матвеева Т.В., Мазуренко Л.Л. Способы добычи газа из придонных скоплений газовых гидратов.
3. <http://krylov-center.ru>: Крыловский государственный научный центр (дата обращения: 1 марта 2017)
4. Makogon Y.F., Holditch S.A., Makogon T.Y., Russian field illustrates gas hydrate production, *Oil&Gas Journal*, February 7, 2005, vol. 103.5, pp. 43–47.

Научный руководитель – Крапивский Е.И., д-р геол.-минерал. наук, профессор

СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ: ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

Емельянов П.В., Тишкин Е.А.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

В Ямало-Ненецком автономном округе формируются новые центры добычи энергоносителей. Непосредственно на полуострове Ямал это Бованенковский, Новопортовский и Тамбейский терминалы, в акватории Обской губы – «Каменный Мыс», а на северо-востоке округа – Мессояхинский проект.

А еще на полуострове Ямал уже возводится крупнейший в России арктический морской порт Сабетта, вместе с крупнейшим же в стране заводом по сжижению природного газа. Еще один завод по производству СПГ запланирован в расчете на прием углеводородов с Салмановского и Геофизического месторождений, что открыты на Гыданском полуострове. Лишь по предварительным оценкам экспертов, уже через 15 лет с одного только Ямала можно будет ежегодно добывать для потребностей мирового рынка порядка 30 миллионов тонн СПГ.

В связи с этим Северный морской путь или Северный морской коридор будет кратчайшим морским путем между Европейской частью России и Дальним Востоком; законодательством РФ определен как «исторически сложившаяся национальная единая транспортная коммуникация России в Арктики, который проходит по морям Северного Ледовитого океана (Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское) и частично Тихого океана (Берингово). Административно Северный морской путь ограничен западными входами в новоземельские проливы и меридианом, проходящим на север от мыса Желания, и на востоке в Беринговом проливе параллелью 66° с. ш. и меридианом $168^{\circ}58'37''$ з. д. Длина Северного морского пути от Карских Ворот до бухты Провидения – около 5600 км. Расстояние от Санкт-Петербурга до Владивостока по Северному морскому пути составляет свыше 14 тыс. км (через Суэцкий канал – свыше 23 тыс. км).

Северный морской путь обслуживает порты Арктики и крупных рек Сибири (ввоз топлива, оборудования, продовольствия; вывоз леса, углеводородного сырья) [1,2,3].

Альтернатива Северному морскому пути – транспортные артерии, проходящие через Суэцкий или Панамский каналы. Если расстояние, проходимое судами из порта Мурманск в порт Иокогаму (Япония) через Суэцкий канал, составляет 12 840 морских миль, то Северным морским путём – только 5770 морских миль.

Северный морской путь – не только кратчайший путь из европейских в азиатские территории нашей страны, но и самый короткий путь из Европы в Америку. При прогнозируемых темпах глобального потепления, к 2050 году существенная часть акватории Северного Ледовитого океана освобод-

дится ото льдов и Северный морской путь сможет функционировать до 100 дней в году (сейчас время его работы составляет порядка 20 дней). Таким образом, значимость этой транспортной артерии возрастет – ведь перевозка грузов между Европой и Северо-восточной Азией, таким образом, может быть до 40% более быстрой и дешевой.

Развитие Северного морского пути и береговой инфраструктуры для создания межконтинентального водного маршрута в интересах решения внутренних задач российской экономики.

Развитие северных регионов нуждается в разработке крупных арктических проектов, а именно транспортно-логистических услуг и запасов сырья, освоении Северного морского пути и в строительстве заводов по изготовлению подводной арматуры и бетонных блоков [4,5,6].

Строительство аэропортов, новые морские платформы, атомные и дизельные ледоколы, самолётная и вертолётная техника, предназначенная для полярных территорий, производство придонного оборудования, создание линий энергоснабжения в арктических широтах и совершенствование систем навигации и связи – все это возможности, открывающиеся от освоения Северного морского пути. К тому же, это откроет около миллиона предложений на рынке труда.

Одним из самых значимых проектов инфраструктурной логистики является «Северный широтный ход», реализация которого позволяет Ямалу поддерживать постоянную связь с Центром, соединяя Северную и Свердловскую железные дороги. Через магистраль Обская – Коротчаево открывается выход к Северному морскому пути и арктическим шельфам, повышая транспортную безопасность России.

Масштабные проекты несут за собой новые рабочие места, развитие промышленности и инноваций. К тому же, транспортная инфраструктура в суровых северных условиях, будучи неиспользуемой, длительное время не просуществует. Арктические проекты, будучи высокорентабельными и долгосрочными, нуждаются в серьезной поддержке и расширении.

Северный морской путь – это магистраль, по которой перевозится лес, продукция машиностроения, уголь, стройматериалы, продукты питания, пушнина. Порты на Северном морском пути приспособлены к приему крупных ледокольных судов.

По мнению ряда экспертов, освоение Северного морского пути считает своей прерогативой не только Россия, но также и ряд других стран. Прежде всего, речь идет о крупных державах Азиатско-Тихоокеанского региона – Китае и Индии. Интерес проявляют и небольшие, но влиятельные государства – такие как Сингапур.

В силу географических и климатических особенностей движение судов по Северному морскому пути невозможно без участия ледокольного флота. Сейчас по Северный морской путь ходят 6 атомных ледоколов. Этот флот обеспечивает стабильность функционирования всей морской магист-

рали и решает задачи, связанные с облегчением доступа к регионам Крайнего Севера России, а также арктическому шельфу. По мнению некоторых экспертов, ледокольный флот РФ – гарант национальной безопасности страны. Как таковая ледокольная проводка кораблей идет на протяжении 8000 миль – начиная от Мурманска и заканчивая Владивостоком. По мнению ряда экспертов, ледокольный флот России нужно увеличивать. Это позволит повысить экономическую рентабельность магистрали, создать новые рабочие места в регионах СМП, улучшить ситуацию с миграцией населения с Севера.

По мнению ряда экспертов, Северный морской путь должен стать конкурирующей магистралью для Суэцкого канала и других крупнейших мировых объектов морской инфраструктуры. По оценкам некоторых аналитиков, максимальная пропускная способность СМП – порядка 50 млн. тонн грузов в год. Сами мореплаватели считают, что Северный морской путь будет с каждым годом все более востребованным – особенно на фоне роста активности нефтяных и газовых компаний в регионах Ямала и Арктики. Важную роль в эффективном использовании магистрали, как полагают мореплаватели, должны сыграть частные инвесторы. Динамика достаточно оптимистична: если в 2010 году по Северному морскому пути прошло только 4 крупных судна, то в 2011-м – 34, а в 2012-м – уже 46. Эксперты полагают, что есть все основания ожидать дальнейшего роста активности судоходных компаний в акватории Северного морского пути – как российских, так и иностранных.

Один из наиболее активных зарубежных игроков в отношении судоходства в акватории СМП – Китай, партнерство с которым Россия в последние годы считает особенно приоритетным. Осенью 2013 года некоторые эксперты отметили интересный прецедент, связанный с проходом через Северный морской путь судна *Yong Sheng*. Выяснилось, что корабль, предпочтя идти через российскую магистраль, выиграл порядка двух недель в сравнении с тем, если бы поплыл через традиционный для китайских мореходов маршрут в Индийском океане через Суэцкий канал. Разумеется, это не могло не сказаться на дальнейшем росте заинтересованности судоходных компаний из КНР в использовании столь привлекательного маршрута. Сотрудничество в рамках судоходства в акватории СМП активно обсуждается между КНР и Россией на правительственном уровне.

Экономическое развитие сразу нескольких регионов России зависит от того, насколько успешным будет строительство инфраструктуры Северный морской путь – особенно это касается Архангельской области, Сибири. По мнению ряда аналитиков, значение Северного морского пути для России сложно переоценить. Для нашей страны Северный морской путь – не только перспективная морская магистраль, но также и инструмент, который позволит решать очень многое в арктическом регионе. Поэтому даже если экономически Северный морской путь не станет столь рентабельным, как

этого ожидают власти, то, полагают эксперты, правительству страны нужно будет продолжать инвестировать в инфраструктуру портов и строить ледоколы – превращать, если это будет необходимо, Северный морской путь в стратегический плацдарм для развития нефтяной и газовой отрасли.

Список литературы

1. Козьменко С.Ю. Геополитические тенденции экономического присутствия России в Арктике / С.Ю. Козьменко, А.А. Щеголькова // Геополитика и безопасность. – 2012. – №1(17). – С.71–79
2. Транспортно-инфраструктурный потенциал Российской Арктики / Е.П. Башмакова, В.В. Васильев, С.Ю. Козьменко и др. / под ред. В.С.Селина. Апатиты: ИЭП КНЦ РАН, КНЦ РАН, 2013. – 279 с.
3. Щеголькова А.А. Геоэкономическая основа регионального хозяйства Западной Арктики//Север и рынок: формирование экономического порядка, 2013 – Т. 2. – №33. – С. 51–54.
4. <http://будущее-арктики.рф/osvoenie-arkticheskogo-shelfa-rossii/>
5. <http://fb.ru/article/146776/severnyiy-morskoy-put-portyi-severnogo-morskogo-puti-osvoenie-znachenie-i-razvitie-severnogo-morskogo-puti>

Научный руководитель – Козлов А.В., д-р пед. наук, доцент

СЕКЦИЯ VI. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ВОДНУЮ СРЕДУ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ

Бахтиярова З.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Осуществление промышленной добычи углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации создает риск нарушения экологического равновесия морской и геологической сред в районах проведения работ и на путях транспортировки нефтепродуктов. На акваториях многих российских морей реализуются или планируются крупные проекты добычи нефти и газа. Приоритетным направлением является добыча углеводородов в арктических морях, следовательно, увеличится антропогенная нагрузка на водную экосистему.

Арктика является уязвимым районом, к тому же вследствие суровых природно-климатических условий вероятность нефтяных разливов особенно высока. Возможность ликвидации последствий разлива нефти, а также её эффективность осложняются низкими температурами, месяцами темноты, многочисленными штормами с высокими волнами, густым туманом и многометровым льдом. Современные методы ликвидации разливов в условиях Арктики малоэффективны. По современным данным, удастся собрать и утилизировать всего 10–15 % разлитой нефти [1].

Важным аспектом является разработка мероприятий, направленных на предотвращение загрязнений, ликвидацию последствий аварийных разливов нефти.

Последствиями нефтяных разливов являются изменения в морских водоёмах, которые вызывают нарушения (отклонения от природного фона) условий среды и состояния биоты и приводят к изменению структуры и функций экосистем, рыбохозяйственные последствия включают снижение численности промысловых видов, ухудшение их воспроизводства, а также помехи рыболовству и морской аквакультуре.

Северные моря имеют уникальные организмы, у которых жизненные циклы и физиология специально приспособились под условия Арктики. Местные виды растений и животных многообразны – от микроскопического планктона, бентосных и пелагических организмов до крупных морских млекопитающих. Поэтому остается проблема сохранения редких и эндемичных видов, населяющих регион [2].

При всём разнообразии факторов воздействия нефтегазодобывающего комплекса на морскую среду различаются три основные группы:

1. Физические воздействия: сейсмические импульсы (сейсморазведка), изъятие и перемещение грунтов (строительство платформ и нефтяных терминалов, укладка трубопроводов и другие), световые, шумовые, тепловые и гидродинамические эффекты (буровые и промысловые работы на платформах, сжигание газа в факелах, танкерные операции и др.), ударные взрывные волны (ликвидация промыслов).

2. Химические воздействия в результате поступления в окружающую среду углеводородов, а также других отходов (технологических, хозяйственно-бытовых и другие) на разных этапах строительной, промышленной и транспортной деятельности в море и на берегу.

3. Биологические воздействия за счёт непреднамеренного вселения (инвазии) чужеродных видов из других морских регионов при сбросе балластных вод из нефтяных танкеров [3].

Интенсивность этих воздействий, их пространственно-временной масштаб и тяжесть последствий могут сильно меняться в зависимости от многих обстоятельств.

В пределах нескольких метров от источника сейсмосигналов (пневмопушки) наблюдается гибель зоопланктона, включая икру, личинки и молодь рыб, которые не способны уйти из зоны поражения. Длительные сейсмические съёмки на региональном уровне способны нарушать пути миграции пелагических рыб, рассеивать их нерестовые скопления и таким образом негативно сказываться как на состоянии запасов рыб, так и на эффективности рыбного промысла в районах проведения сейсморазведки.

По мере исчерпания запасов нефти при эксплуатации любого месторождения возрастают объёмы сопутствующих пластовых воды. Их обратная закачка в пласт в морских условиях далеко не всегда возможна, поэтому они обычно сбрасываются в море. Эти объёмы в несколько раз превышают объёмы извлекаемой из недр нефти, а годовые показатели сброса таких вод на региональном уровне могут исчисляться сотнями миллионов тонн.

Для химического состава пластовых вод характерна высокая минерализация (до 300 г/л), а также присутствие ряда токсичных веществ, включая фенолы, тяжёлые металлы, радионуклиды, взвешенные вещества, растворённые газы. Также эти воды всегда загрязнены нефтью, нефтепродуктами и многими реагентами, которые используются в процессе добычи и обработки углеводородов. Индикаторами таких нарушений обычно являются повышенные уровни нефтяного загрязнения донных осадков и изменения видового состава бентоса на расстояниях до нескольких километров от промысловых платформ.

Среди факторов экологического риска, связанных с транспортировкой нефти танкерами, особого внимания заслуживают операции с балластными водами, сброс которых является одной из главных причин биологического загрязнения – вспышки развития чужеродных для данного региона видов. По разным оценкам, от 7000 до 10000 видов морских организмов ежегодно

перевозятся сейчас с водяным балластом на судах танкерного типа, которые сбрасывают этот балласт в море в объёме до 5 млрд. т/год.

Несмотря на некоторое снижение объёмов нефтяных разливов в море за последние десятилетия, они по-прежнему сопутствуют всем видам морской нефтедобывающей деятельности и остаются серьёзной угрозой для прибрежных экосистем и рыболовства.

Список литературы

1. Григоренко Ю.Н., Маргулис Е.А. Морская база углеводородного сырья России и перспективы ее освоения/ Григоренко Ю.Н., Маргулис Е.А// Нефтегазовая геология. Теория и практика. –2007. – №2.

2. Вылкован А.И., Венцюлис Л.С, Зайцев В.М., Филатов В.Д. Современные методы и средства борьбы с разливами нефти: Научно-практическое пособие. – СПб.: Центр-Техинформ, 2000.

3. Патин С.А. Труды ВНИРО. Контроль и охрана состояния водной среды и биоресурсов. Том 15 – Москва, 2015.

Научный руководитель – Мустафин С.К., д-р геол.-минерал. наук, профессор

РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНОГО СПРАВОЧНИКА «СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО» ПОД OS «ANDROID» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ РАБОЧЕГО ПЕРСОНАЛА И УМЕНЬШЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА

Валеев Д.Р., Гогоадзе Н.Т.

Нижевартовский государственный университет

Предприятие, занимающееся добычей нефти и газа, представляет собой сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, предназначенного для добычи углеводородов путем подъёма их из недр на земную поверхность, доведения продукции скважин до определенных товарных требований и дальнейшей транспортировки её до головной нефтеперекачивающей станции. Данный факт ставит перед нефтяной отраслью задачу постоянного повышения уровня квалификации персонала, чьей зоной ответственности является обслуживание нефтепромыслового оборудования.

Основными рабочими профессиями нефтегазодобывающего предприятия являются:

- Оператор по добыче нефти и газа
- Оператор по поддержанию пластового давления
- Слесарь-ремонтник нефтепромыслового оборудования

- Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике
- Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки
- Оператор технологических установок
- Машинист по закачке рабочего агента в пласт
- Электрогазосварщик
- Помощник бурильщика (КРС, ПРС, ЭиРБ)

В качестве примера разберем основные должностные обязанности «Оператора по добыче нефти и газа». В его обязанности входит:

➤ Ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти и газа (фонтанный и механизированный (газлифт, УЭЦН, УШГН и т.д.)

➤ Осуществление контроля за бесперебойной работой скважин, групповых замерных установок, элементов системы сбора и подготовки скважинной продукции, что включает в себя определение технологических причин снижения дебита по жидкости, проведение технологического обслуживания АГЗУ, отбор проб скважиной продукции, замер технологических параметров работы скважины и т.д.

➤ Вывод на режим скважин, оборудованных различными насосами, с многократным запуском, с отключением при помощи станции управления и проведением контроля за параметрами откачиваемой жидкости до получения продукции скважины в соответствии с установленным для скважины технологическим режимом эксплуатации.

➤ Обслуживание нагнетательных скважин при применении методов поддержания пластового давления с закачкой агента под высоким давлением. (Проведения ревизий и замен штуцеров нагнетательных скважин, замена различных узлов наземного оборудования нагнетательной скважины (КШД, ДРС, запорной арматуры).

➤ Участие в проведение различных мероприятий по удалению и предотвращению солеотложений и АСПО в нефтепромысловом оборудовании (проведение обратных кислотных и горячих промывок, спускоподъемных операций скребков, закачке ингибиторов и т.п.).

➤ Сдача и прием устья скважин после проведения ТКРС (текущего и капитального ремонта скважин).

Таким образом, можно сделать вывод, что рабочий занятый в области добычи нефти и газа должен обладать обширными практическими и теоретическими знаниями. Вновь принятые работники, устроившиеся на рабочую должность оператора ДНГ и не имеющие практического опыта ведения данной работы, как правило, путаются в таком огромном объеме информации, что в свою очередь значительно повышает вероятность возникновения ошибки в процессе проведения ими работ и соответственно подвергает опасности жизнь и здоровье сотрудников компании, целостность дорогостоящего оборудования.

Одним из основных способов предотвращения подобных происшествий и повышения уровня компетенции персонала является применение справочников рабочего в бумажном формате.

Однако применение данного формата имеет значительное количество минусов.

- Бумага не долговечный материал и не подходит для длительного хранения данных
 - Осложненный и более продолжительный поиск нужной информации
 - Наличие проблем с внесением корректировок и изменений
 - Применение бумажных носителей наносит вред окружающей среде
- Реализация справочника рабочего в виде мобильного приложения под OS «Android» позволит избавиться от недостатков бумажной версии. Процесс разработки приложения представлен на рисунке 2.

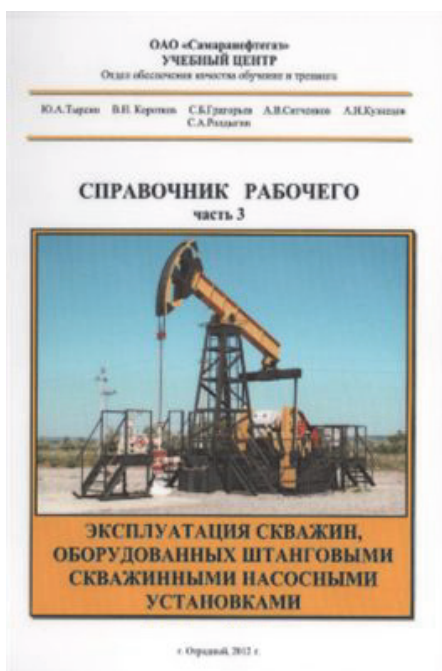


Рисунок 1 – Пример реализации справочника рабочего

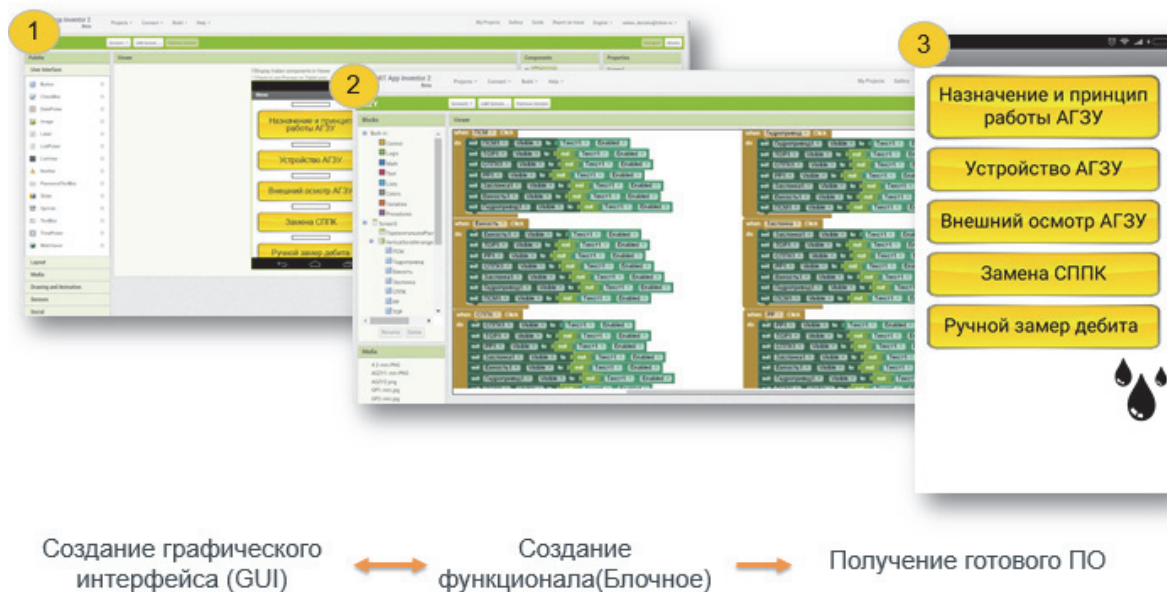


Рисунок 2 – Процесс разработки мобильной версии справочника

Ввиду простоты функционала приложения в качестве среды для разработки приложения был выбран визуальный язык программирования App Inventor, очень похожий на язык Scratch и StarLogo TNG. Полученный результат представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Справочник оператора ДНГ для OS «Android»

Таким образом, разработан программный продукт, который возможно:

- Начать внедрять уже сегодня
- Редактировать и улучшать
- Использовать в качестве приложения к техническому заданию для разработки более совершенной программы

Список литературы

1. Виноградов А. Програмируем игры для мобильных телефонов. – М. –Триумф, 2007. – 272 с.
2. Еникеев В.Р. Практическое пособие для операторов по добыче нефти Пособие. – М.: Недра, 1965. – 310 с.
3. Моррисон М. Создание игр для мобильных телефонов. – М.: ДМК Пресс, 2006. – 494 с.
4. Тырсин Ю.А., Коротков В.Н., Григорьев С.Б., Ситченков А.В., Кузнецов А.Н., Ролдыгин С.А. «Справочник рабочего» – Издательство: Филиал «Учебный Центр» ОАО «Самаранефтегаз», 2012. – 89 с.

Научный руководитель – Казиахмедов Т.Б., канд. пед. наук, доцент

ВЛИЯНИЕ ШУМА НА ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА, ИЛИ ШУМОВОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ

Гайдин Д.В.

Мегионский политехнический колледж

Шумовое (акустическое) загрязнение (англ. *Noisepollution*, нем. *Lärm*) – раздражающий шум антропогенного происхождения, нарушающий жизнедеятельность живых организмов и человека. Раздражающие шумы существуют и в природе (абиотические и биотические), однако считать загрязнением их неверно, поскольку живые организмы адаптировались к ним в процессе эволюции.

Главным источником шумового загрязнения являются транспортные средства – автомобили, железнодорожные поезда и самолёты.

В городах уровень шумового загрязнения в жилых районах может быть сильно увеличен за счёт неправильного городского планирования (например, расположение аэропорта в черте города).

Помимо транспорта (60÷80 % шумового загрязнения), другими важными источниками шумового загрязнения в городах являются промышленные предприятия, строительные и ремонтные работы, автомобильная сигнализация, собачий лай, шумные люди и т. д.

С наступлением постиндустриальной эпохи всё больше и больше источников шумового загрязнения (а также электромагнитного) появляются и внутри жилища человека. Источником этого шума является бытовая и офисная техника.

Более половины населения Западной Европы проживает в районах, где уровень шума составляет 55÷70 дБ.

Влияние на здоровье людей

Шум в определённых условиях может оказывать значительное влияние на здоровье и поведение человека. Шум может вызывать раздражение и агрессию, артериальную гипертензию (повышение артериального давления), тиннитус (шум в ушах), потерю слуха.

Наибольшее раздражение вызывает шум в диапазоне частот 3000÷5000 Гц. Хроническая подверженность шуму на уровне более 90 дБ может привести к потере слуха.

При шуме на уровне более 110 дБ у человека возникает звуковое опьянение, по субъективным ощущениям аналогичное алкогольному или наркотическому. При шуме на уровне 145 дБ у человека происходит разрыв барабанных перепонок.

Женщины менее устойчивы к сильному шуму, чем мужчины. Кроме того, восприимчивость к шуму зависит также от возраста, темперамента, состояния здоровья, окружающих условий и т. д.

Дискомфорт вызывает не только шумовое загрязнение, но и полное отсутствие шума. Более того, звуки определённой силы повышают работо-

способность и стимулируют процесс мышления (в особенности процесс счёта) и, наоборот, при полном отсутствии шумов человек теряет работоспособность и испытывает стресс. Наиболее оптимальными для человеческого уха являются естественные шумы: шелест листьев, журчание воды, пение птиц. Индустриальные шумы любой мощности не способствуют улучшению самочувствия. Шум от автомобильного транспорта способен вызывать головные боли.

Вредное воздействие шума известно издревле. Например, в средние века существовала казнь «под колоколом». Звон колокола медленно убивал человека.

Влияние на окружающую среду

Шумовое загрязнение быстро вызывает нарушение естественного баланса в экосистемах, может приводить к нарушению ориентирования в пространстве, общения, поиска пищи и т. д. В связи с этим некоторые животные начинают издавать более громкие звуки, из-за чего они сами становятся вторичными звуковыми загрязнителями, ещё сильнее нарушая равновесие в экосистеме.

Одними из самых известных случаев ущерба, наносимых шумовым загрязнением природе, являются многочисленные случаи, когда дельфины и киты выбрасываются на берег, теряя ориентацию из-за громких звуков военных гидролокаторов (сонаров).

Шум в последнее время стал настоящим бедствием для больших городов. И это даже не удивительно, так как с развитием промышленности и техники в офисах появилось множество компьютеров, в цехах – новейшего оборудования, а дороги крупных мегаполисов кишат спешащими автомобилями. Тот факт, что шум негативно сказывается на здоровье человека, уже давно доказано. А вот к каким последствиям может привести постоянное влияние шума на человека, к сожалению, понимают далеко не все.

Влияние шума на здоровье, несомненно, зависит от того, как долго человек находится под его влиянием, от интенсивности звуков и их периодичности. Доказано, что более вредное влияние оказывают даже не интенсивные, а постоянные звуки. Очень опасен инфразвук, который человек даже не ощущает. Звуки диапазоном в 3-5 ГЦ способны вызвать тревогу, боли в голове и позвоночнике. Всё это происходит потому, что звуки такого диапазона совпадают с частотным резонансом человеческого тела. Вообще, вред наносимый шумом в крупных городах, можно лишь сравнить с тем негативным влиянием, которое оказывает на людей загрязнённая экология города. Повышенный шумовой раздражитель негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьёзному расстройству психики. Если шум вызывает раздражение, головную боль и ухудшение слуха, то с этим необходимо бо-

роться. Дома поставить звукоизоляцию, на рабочем месте проверить уровень шумового раздражителя и обратиться к руководству предприятия, а также интернет-аптека поможет быстро доставить препараты от головной боли на дом. Для защиты от вредного воздействия шума нужно строго регламентировать его деятельность, спектральный состав, интенсивность и другие характеристики. Эта цель и стоит перед санитарно-гигиеническими учреждениями.

Уменьшение и контроль за шумом

В настоящее время разработано много методик, позволяющих уменьшить или устранить некоторые шумы.

Шумовое загрязнение от какого-либо объекта можно до некоторой степени уменьшить, если на этапе его разработки смоделировать с учётом различных внешних условий (например, топология и погодные условия местности) характер шумов, которые будут возникать, и затем отыскать пути их устранения или хотя бы уменьшения. В настоящее время этот способ стал гораздо проще и доступнее за счёт развития электронно-вычислительной техники. Это наиболее дешёвый и рациональный способ снижения шумов, использующийся, например, при строительстве железных дорог в городских районах.

В некоторых случаях рациональнее на данный момент бороться не с причиной, а со следствием. Например, проблему шумового загрязнения жилых помещений можно значительно уменьшить за счёт их звукоизоляции (установка специальных окон и т. п.).

Список литературы

1. Девясилов В.А. Безопасность труда (охрана труда): Учебник для студентов средних профессиональных учебных заведений. – М.: Форум-Инфра-М, 2012. – 420 с.

2. Безопасность жизнедеятельности. Производственная безопасность и охрана труда: Учеб. пособие для студентов средних профессиональных учебных заведений/ П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Понамарев и др. – М.: Высшая школа, 2012, – 431 с.

3. Безопасность жизнедеятельности: учебник для студентов средних профессиональных учебных заведений / С.В. Белов, В.А. Девясилов, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В. Белова. – М.: Высшая школа, 2012. – 357 с.

4. Медведев В.Т. Охрана труда и промышленная экология.- М.: Академия, 2013.

Научный руководитель – Князева О.В., преподаватель специальных дисциплин.

ВЛИЯНИЕ МОРСКОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОМПРИМИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ЭКОЛОГИЮ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ РОССИИ

Козлова А.П.

Санкт-Петербургский горный университет

В условиях истощения ресурсов месторождений в традиционных районах добычи природного газа (например, Штокмановское, Ледовое, Русанское и Ленинградское месторождения, разведанные запасы которых составляют более 4 трлн. м³ газа) и постоянно растущего спроса на энергоносители ведется поиск новых альтернативных технологии транспортировки природного газа [1]. Вместо традиционного трубопроводного транспорта разрабатываются способы транспортировки природного газа в виде сжиженного газа (СПГ) или компримированного газа (КПГ). В будущем большую роль будет играть именно компримированный газ, так как для технологической цепочки по его транспортировке требуются только сами суда КПГ и загрузочные/ разгрузочные терминалы. В то время как для транспортировки СПГ необходимы завод по сжижению газа, загрузочный и приемный терминалы, а также завод по обратному переводу сжиженного газа в газообразное состояние в пункте разгрузки. Перспективные регионы для транспортировки КПГ показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Перспективные регионы для транспортировки КПГ

С 2006 г. и по настоящее время ведется разработка проектов связанных со строительством судов ледового класса для морской транспортировки КПГ. Так компания «Интари» предложила проект судна вместимостью от 3 до 33 млн. м³ компримированного газа. По основным кораблестроительным параметрам суда будут похожи на современные суда СПГ. Их длина

будет достигать 280-320 м, ширина – 55-60 м, осадка – 13,5-14,5 м. В 2015 году ОАО КБ «Вымпел» опубликовало проект судна-газовоза КПП производственно-транспортного типа ледового класса [2]. Главной особенностью судна – возможность приема до 11 млн. м³ газа без предварительной обработки с месторождения на шельфе и транспортировки его в компримированном (сжатом до 25 МПа) виде в пункты для сжижения. В настоящее время компании «Газ лайн» планирует приступить к планомерной производственной деятельности по транспортировке сжатого природного газа первыми судами КПП.

И в связи с разработкой новых проектов по транспортировке природного газа в Арктике нельзя не задуматься о масштабах деградации окружающей среды, уровне загрязнения и экологии района в целом [3]. Согласно выводам доклада Межправительственной группы экспертов по изменению климата (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), нефтегазовый сектор является одним из пяти основных источников антропогенного поступления метана в атмосферу.

Воздействие на окружающую среду может быть как прямым, так и косвенным. *Прямое воздействие* – это физическое уничтожение подводного и прибрежного ландшафта, обитающих там живых существ и растений. Огромное шумовое воздействие оказывает судоходство судов (при погрузке и разгрузке, а также при движении во льдах) на рыб, морских птиц и млекопитающих, зачастую месторождения на шельфе своими границами совпадают или располагаются в непосредственной близости от зон, имеющих высокую биопродуктивность и рыбохозяйственную ценность. Угроза биологическому разнообразию также связана с расширением доступа на ранее безлюдные территории большого количества людей, занятых в организации транспортировки компримированного природного газа. Это стало одной из причин истощения рыбных запасов во многих реках и озерах большеземельской тундры в ЯНАО [3].

Косвенное – изменение качества воды в результате повышения концентраций взвешенных веществ. В результате загрязнений повышается температура грунтов и частичное таяние вечной мерзлоты, недооценка которого может привести к проблемам с обеспечением устойчивости и работоспособности промышленных сооружений.

Что касается влияния на изменения климата планеты, то суда ледового класса для транспортировки КПП проектируются с объемом выбросов углекислого газа на 15–20 % меньше, чем танкеры, использующие нефтяные виды судового топлива (для получения того же количества энергии). При этом количество метана, попадающего в атмосферу в результате проскока, на данный момент является величиной неопределенной и неподдающейся анализу. Но помимо этого необходимо помнить, что метан – более сильный парниковый газ, чем углекислый газ. Его потенциал глобального потепления равен 25 для 100-летней перспективы.

Для решения вышеописанных проблем предлагается следующее:

1. Создание системы заповедных территорий для сохранения вымирающих видов животных, строительство на данных территориях будет запрещено.
2. Инвестирование в повышение КПД двигателей внутреннего сгорания, двигатели на электрической тяге, в сочетании с развитием возобновляемой энергетики для переориентировки с нефтегазовой промышленности на энергетическую в целом.
3. Производство ежедневного контроля и экологического мониторинга.
4. Обеспечение выполнения обязательства в отношении воздействия на биоразнообразие и окружающую среду во время эксплуатации судов КПП.
5. Рассмотрение условий размещения на береговой линии загрузочных/разгрузочных терминалов в соответствии с экологической ситуацией.

Подводя итоги, стоит отметить, что перспективы активного развития транспортировки КПП в России требуют от научного сообщества готовности к участию в оценке воздействия на окружающую среду и вовлечения в разработку мер по минимизации вреда окружающей среде. И только после комплексного подхода к разработке технологий транспортировки компримированного природного газа по арктическим территориям, можно говорить о газоснабжении северных регионов, а также об организации экспортных поставок.

Список литературы

1. МОРСКАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА КОМПРИМИРОВАННОГО И СЖИЖЕННОГО ГАЗА. Учебное пособие / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». СПб, 2016. – 159 с.
2. Морская транспортировка сжатого газа. Журнал «Морская биржа» №3(17), 2006 (Освоение океана и шельфа).
3. Банько Ю. Арктический регион. Ответственность и новые решения. 2010.

Научный руководитель – Крапивский Е.И., д-р геол.-минерал. наук, профессор

МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ВОДЫ

Подкользин А.Г., Мостовая А.В.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Энерго- и ресурсосбережение является наиважнейшей частью государственных программ, например, только на реализацию ФЦП «Чистая вода» в течение трех лет было освоено 9 млрд. рублей.

Использование воды для бытовых и промышленных целей ставит задачу рационального использования этого ресурса, и по возможности созда-

ния замкнутых циклов водооборота на заводах, предприятиях и компаниях с разработкой и применением универсальных методов очистки.

Актуальной проблемой является высокоэффективная тонкая очистка водных сред. Наиболее перспективной и инновационной технологией, представленной на мировом рынке тонкой очистки жидких сред, является баромембранное разделение на полимерных полупроницаемых элементах.

Интерес представляют различные технологии модифицирования полимерных мембран наноматериалами, которые благодаря своим уникальным свойствам смогут удовлетворить высоким современным стандартам мембранного разделения.

Разделительные свойства методов мембранной технологии в отличие от существующих (ректификации, экстракции, выпаривания, фильтрования и т.д.), широко применяемых в промышленности, заключаются [1, с. 34]:

- во-первых, в универсальности, т.е. в возможности их применения для разделения практически любых растворов;
- во-вторых, в высокой энергетической экономичности, так как используемая энергия расходуется только на разрыв межмолекулярных связей компонентов смеси;
- в-третьих, в отсутствии побочных эффектов (тепловых, химических и прочих воздействий), которые могут разлагать или ухудшать качество разделяемых продуктов, особенно термочувствительных и химически нестойких.

Наибольшее распространение из методов мембранной технологии получили электродиализ, ультрафильтрация и обратный осмос.

Они с большими успехами применяются во многих странах мира (Россия, Япония, США, Китай и т.д.) для очистки воды и концентрирования растворов [1, с. 54].

В настоящее время требуются исследования новых эффективных методов мембранного разделения, включающие исследования механизма процесса и его кинетики, математического описания массо- и теплопереноса, разработки промышленных технологических схем и их внедрение в различные отрасли промышленности.

Мембранные технологии применяются в системах водоочистки для удаления: ионов, твердых взвешенных частиц, органических соединений и микроорганизмов.

Диапазон размеров пор мембран, выпускаемых промышленностью, весьма широк и зависит от типа мембран (ультрафильтрационные, микрофильтрационные, нанофильтрационные, обратноосмотические) для данных мембран он варьируется в некотором диапазоне (табл. 1):

Таблица № 1

Размер пор промышленных мембран

Мембранный процесс	Микро-фильтрационные мембраны	Ультрафильтрационные мембраны	Нанофильтрационные мембраны	Обратноосмотические мембраны
Размер пор	0,1-1 мкм	0,1-0,01 мкм	0,01-0,001 мкм	> 0,001 мкм

Применение мембранной технологии предъявляет высокие требования к соблюдению заложенных в проекте норм технологического режима, аналитического контроля и правил промывки.

Поток воды сначала направляют в систему на предочистку на обычных фильтрах, а затем на мембраны с крупными порами, а затем к мембранам с самыми низкими по размерам пор. Таким образом, из воды перед подачей в систему мембранной очистки удаляются крупные загрязнения, которые являются причиной засорения мембран в мембранных аппаратах с экранированными турбулизаторами мембран.

Мембранная фильтрация – это разновидность фильтрации, когда фильтр представляет собой тонкую перегородку толщиной менее 0,1 мм и с высокой степенью пористости.

Мембранные фильтры имеют следующие преимущества [2, с. 56]:

- 1) они не требуют какого-то особого обращения с ними, и их можно легко доставить в любое место, где их предполагают использовать;
- 2) их можно изготавливать одним и тем же способом при точно контролируемых условиях;
- 3) вследствие высокой пористости через них можно пропускать жидкость с большой скоростью потока;
- 4) при помощи мембранного фильтра можно задерживать частицы размерами порядка размеров бактерий и меньше;
- 5) некоторые из них могут работать как сита, т. е. разделять частицы разных размеров.

Кроме того, мембраны изготавливаются не только в общепринятой форме дисков, но мембранные фильтры могут поставляться также в виде больших листов или фильтр-патронов, последнее имеют место применения главным образом для промышленности.

Обратный осмос и нанофильтрация очень близки по механизму разделения сред, схеме организации процесса, рабочему давлению, мембранам и оборудованию.

Нанофильтрационная мембрана частично задерживает органические молекулы, растворенные соли, все микроорганизмы, бактерии и вирусы. При этом степень обессоливания ниже, чем при обратном осмосе. Нанофильтрат почти не содержит солей жесткости (снижение в 10-15 раз), т.е. он умягчен. Происходит также эффективное снижение цветности и окисляемости воды. В результате исходная вода умягчается, обеззараживается и частично обессоливается [3, с. 102].

Но наибольшее признание получили обратноосмотические мембранные фильтры очистки воды и промышленных растворов благодаря уникальному качеству воды, достигаемому после фильтрации.

Такие фильтры эффективно справляются с низкомолекулярными гуминовыми соединениями, которые придают воде желтоватый оттенок и ухудшают ее вкусовые свойства, и которые очень трудно удалить другими

методами. С использованием мембранных обратноосмотических фильтров можно получить чистойшую воду.

Такая вода не только безопасна для здоровья, но и сохраняет белоснежность дорогостоящей сантехники, не выводит из строя бытовую технику и систему отопления, и просто радует глаз.

Обратноосмотические фильтры имеют и ряд других достоинств.

Во-первых, загрязнения не накапливаются внутри мембраны, а постоянно сливаются в дренаж, что исключает вероятность их попадания в очищенную воду.

Благодаря такой технологии даже при значительном ухудшении параметров исходной воды качество очищенной воды остается стабильно высоким. Может лишь понизиться производительность, о чем потребитель узнает по счетчикам, встроенным в систему.

В этом случае мембрану необходимо регенерировать. Регенерационные промывки нужно проводить на мембранных установках регулярно (примерно 2-4 раза в год) [4, с. 150].

Другое преимущество мембран – отсутствие химических сбросов и реагентов, что обеспечивает экологическую безопасность.

Мембранные системы компактны и прекрасно вписываются в интерьер. Они просты в эксплуатации и не нуждаются во внимании со стороны пользователя.

Таким образом, анализируя литературные источники можно отметить актуальность выбранных мембранных методов разделения по сравнению с традиционными методами, и стоит отметить перспективность выбранного направления исследования.

Список литературы

1. Дытнерский Ю.И. Баромембранные процессы. Теория и расчет/ Ю.И. Дытнерский. – М.: Химия, 1986. – 272 с.
2. Мулдер М. Введение в мембранную технологию/ М. Мулдер; пер. с англ. под ред. Ю.П. Ямпольского, В.П. Дубяги. – М.: Мир, 1999. – 513 с.
3. Свитцов А. А. Введение в мембранную технологию/ А. А. Свитцов.- М.: Де Ли принт, 2007. – 208 с.
4. Шапошник В.А. Явление переноса в ионообменных мембранах/ В.А. Шапошник, В.И. Васильева, О.В. Григорчук. – М.: МФТИ, 2001. – 200 с.

Научный руководитель – Бондаровская Л.В., канд. пед., наук

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ОБЛАСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Подкользин А.Г., Сеферова К.М.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Нефтедобывающая, транспортирующая и перерабатывающая промышленности являются самыми экологически опасными отраслями народного хозяйства, так как увеличение масштабов производств сопровождаются ростом объемов нефтяных загрязнений и отходов. Это вызывает нарастание экологической угрозы, уменьшение площадей хозяйственных угодий, снижение плодородия почв и ухудшение здоровья населения. Кроме того предприятия осуществляют свою деятельность при высоких давлениях и температурах с высокотоксичными, пожаро- и взрывоопасными веществами, являются, соответственно, источниками повышенного технологического и экологического риска.

Нефтяная промышленность несёт в себе колоссальные опасности для окружающей среды и может вызывать последствия на разных уровнях: вода, воздух, почва, и, следовательно, все живые существа на нашей планете. Потребность в большом количестве воды обуславливается необходимостью размещения предприятий вблизи водоёмов, что, в свою очередь, заставляет принимать меры по защите водных объектов от загрязнения.

Как свидетельствует опыт эколого-геологических исследований, для почв нефтепромысловых районов характерными являются такие загрязняющие вещества [1]: нефть, нефтепродукты, фенолы, тяжёлые металлы (Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, Cd, V), азотные соединения (ионы нитрата и аммония).

Основное влияние на почвенно-растительный покров в случае разлива нефти и нефтепродуктов сводится к снижению биологической продуктивности почвы и фитомассы растительного покрова. При разливе нефти в количестве 12 л/м^3 фитомасса наземной части растений через 3 года уменьшается на 74 %, а при разливе 25 л/м^3 – на 90 % за один год. Период самовосстановления растительного покрова для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

Нефтеперерабатывающие заводы являются основным источником опасных и токсичных загрязнителей воздуха, таких как бензол, толуол, этилбензол и ксилол. Они также являются основным источником загрязняющих веществ в воздухе: твёрдые частицы, оксиды азота (NO_x), окись углерода (CO), сероводород (H_2S) и диоксида серы (SO_2). Нефтеперерабатывающие заводы также высвобождают менее токсичные углеводороды, такие как природный газ (метан) и другие лёгкие летучие вещества. Выбросы этих опасных веществ в воздух могут происходить в результате протечки оборудования, процессов горения при высокой температуре, нагревания паровых и технологических жидкостей и т. д.

Особенно большой вред отработанные нефтепродукты приносят водным ресурсам. Так, по оценкам экспертов, один литр отработанного масла может

загрязнить около семи миллионов литров грунтовых вод. Накопление нефтепродуктов приводит к уменьшению растворенного кислорода и вызывает смертность многих видов водных организмов. Сточные воды на нефтеперерабатывающих заводах очень сильно загрязнены, учитывая количество источников, которые вступают в контакт в процессе нефтепереработки (например, протечка оборудования, разливы и обессоливание сырой нефти).

Нефть, как правило, тесно связана практически со всеми аспектами современного общества, она представляет собой гораздо больше, чем просто один из основных источников энергии, который используется человечеством. Причины пагубного влияния нефтяной отрасли России на окружающую среду известны и кроются в неадекватности требований экологической безопасности применяемых технологий добычи и транспортировки нефти; низком проценте финансовых вложений в развитие научных разработок и их осуществление; крайне недостаточном материальном оснащении и обновлении основных фондов; низкой экологической культуре производства; изоляции отрасли от государства и общества. Необходимо более глобально подходить к решению одной из самых актуальных проблем XXI века, проблем, связанных с нефтяным загрязнением среды. Экологизация нефтяных компаний России позволит не только уменьшить загрязнение среды, но и получить чистое сырьё, что, в свою очередь, повысит доходы компаний, работающих в данной сфере.

Существуют методы по переработке отходов нефтепродуктов: Биологический метод воздействия на отработку является источником получения биологических суспензий, применяемых для очищения грунтов и водных резервуаров от нефтепродуктов, удобрения почв с зелеными насаждениями, производства различных ферментов, аминокислот, витаминов, протеинов.

Физико-химический метод базируется на применении гравитационных сепараторов, разделителей мазутов, модулей, выполняющих центрифугирование отходов нефтепродуктов, смесителей отстойников.

Химическая очистка отработки производится с привлечением кислотных, щелочных реакторов, гидрогенизаторов.

Термохимический рециклинг отработки подразумевает ее перегонку в вакуумных агрегатах либо устройствах, выполняющих каталитическую гидрогенизацию или тепловой пиролиз.

Таким образом, на основе анализа литературных и производственных данных показана возможность снижения объемов накопленных отходов, а также уменьшения образования отходов за счет внедрения прогрессивных технологий их переработки и утилизации.

Список литературы

1. Уразбеков А.К., Бектенов М.Б., Акбасова А.Д. Физико-химические свойства отработанных нефтематериалов в железнодорожном транспорте // Вестник НИИ развития путей сообщения. – Астана. – 2007. – № 4. – С. 42–46.

2. Ручникова О.И. Экологические технологии: обзор основных направлений использования нефтеотходов в качестве вторичного сырья // Инженерная экология. – 2004. – № 1. – С. 2–15.

3. Сваровская Л. И. Геоинформационные технологии для мониторинга антропогенного воздействия продуктов сжигания попутного нефтяного газа на окружающую среду / Л. И. Сваровская, И. Г. Ященко, Л. К. Алтунина // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – № 6. – 2014. С. 41–45.

4. Чибилёв А. А., Мячина К. В. Геоэкологические последствия нефтегазодобычи в Оренбургской области» – ИСтепи УрО РАН, 2007 г.

Научный руководитель – Бондаровская Л.В., канд. пед. наук, доцент

КОМПЛЕКСНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ СБОРА И УТИЛИЗАЦИОННОЙ ПЕРЕРАБОТКИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Силина И.Г., Гильмияров Е.А.
Тюменский индустриальный университет

Увеличение объемов транспортируемых углеводородов в России в первую очередь зависит от освоения новых месторождений Крайнего Севера. Для перекачки углеводородных ресурсов сооружаются новые магистральные трубопроводы в сложных климатических и геологических условиях региона. В настоящее время проблема обеспечения устойчивой работы трубопроводных систем полностью не решена, о чем свидетельствует опыт эксплуатации магистральных трубопроводов.

В связи с этим актуальными являются задачи энергосбережения и экологической безопасности при работе нефтепроводных систем, в частности, проблема сбора и утилизации разливов нефти на нефтепроводах.

В разлитой на природном ландшафте нефти наблюдается повышенное содержание воды, что особенно ярко проявляется в заболоченной местности.

Разрабатываемое комплексное устройство для сбора и утилизационной переработки разливов нефти состоит из двух блоков размещенных на одной вездеходной платформе. Первый блок осуществляет сбор нефтеводной смеси и её очистку от механических примесей; второй блок предназначен для проведения реструктуризации смеси и её подогрева до температуры 60–65°C.

Второй блок представляет собой гомогенизатор, в котором осуществляется механохимическая обработка для создания водотопливной эмульсии. Технология состоит в том, что смешивание и гомогенизация водоуглеродной эмульсии происходит благодаря микровихревому измельчению предварительно подготовленных нефти и воды в микровихревых гидродинами-

ческих структурах, образующихся в пограничном слое при перемешивании вязкой жидкой среды относительно твердой поверхности, а также перемещения вязкой среды относительно самой себя в диапазоне температур до 95°C, при этом процесс проходит в диапазоне давлений 0,5–10 000 кг/см².

Второй блок комплексного устройства позволяет получать устойчивые во времени по физико-химическим свойствам мелкодисперсные эмульсии из воды и водонерастворимых веществ, представляющие интерес в процессе получения топочной жидкости для котельных и других энергетических установок.

Предлагаемый способ получения устойчивых во времени водоуглеводородных эмульсий (топочной жидкости) из воды и углеводородных компонентов заключается в их очистке от механических примесей с последующим смешиванием в дезинтеграторе в микровихревых гидродинамических секциях гомогенизатора, при этом средний размер частиц дисперсной фазы составляет 0,01–1 мкм. Для повышения временной устойчивости в водоуглеводородную эмульсию добавляются эмульгаторы.

Суммарное содержание воды в горючей и устойчивой во времени водоуглеводородной эмульсии может колебаться в интервале 1–95%. При этом, при сжигании полученной топочной жидкости вредные выбросы сокращаются в 5–1000 раз.

Рассмотрим устройство второго блока комплексного устройства для утилизации и переработки нефти, потерянной при разливах (рис. 1).

Для решения поставленной задачи устройство для приготовления топочной жидкости – динамическое кавитационное устройство для эмульгирования жидких смесей, включающих углеводородные смеси, добавки, присадки и воду, содержит корпус (5) в виде трубы с входным и выходным патрубками (9, 10, 11), в котором размещены роторные и статорные кавитационные решетки (17). Входные патрубки, подводящие водоуглеводородную жидкость и эмульгатор, ориентированы таким образом, чтобы жидкости поступали в центральную часть корпуса. На оси ротора в смесительной (нулевой) секции размещена крыльчатка (15), обеспечивающая равномерное перемешивание обрабатываемой жидкой смеси и создающая избыточное давление на первую и последующую кавитационные секции.

Во время прохождения смеси по первой секции получают первичную тонкую гомогенизацию эмульсии. На первой разделительной решетке (28) происходит «отдых» гомогенной эмульсии с одновременным схлапыванием кавитационных пузырьков. Тонкая гомогенизация эмульсии выполняется многократно при последовательном прохождении кавитационных секций, при этом роторные подвижные решетки выполняют роль кавитационного насоса. Такая кавитационная обработка дополнительно создает условия для выделения определенного количества тепла, оптимизирующего обработку топлива, а также интенсифицирующего механо-химические процессы, влияющие на его более длительную стабилизацию. Сложное

движение жидкости через кавитационные секции осуществляется по кольцевой полости, что способствует максимальной гомогенизации получаемой топливной смеси.

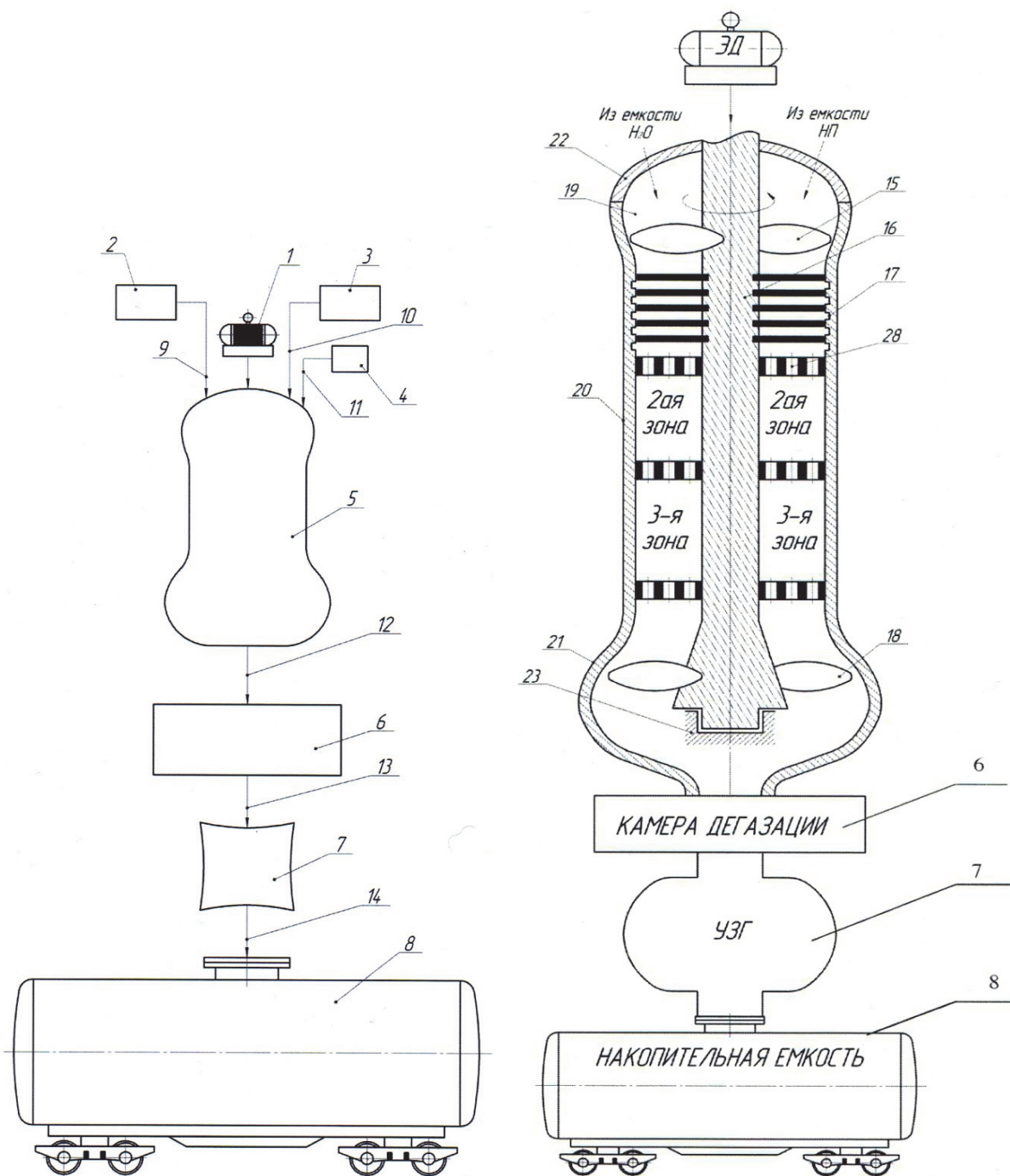


Рисунок 1 – Схема устройства для утилизационной переработки разливов нефти:
 1 – электродвигатель; 2 – емкость для воды; 3 – емкость для жидкого топлива;
 4 – емкость для присадок; 5 – корпус устройства; 6 – камера дегазации;
 7 – ультразвуковой генератор; 8 – накопительная емкость; 9, 10, 11 – выходные
 патрубки; 12, 13, 14 – трубопроводы; 15 – крыльчатка; 16 – ротор; 17 – плоские
 роторные решетки; 18 – центрифуга; 19 – смешивательная секция; 20 – цилиндрический
 корпус; 21 – расширяющаяся часть корпуса; 22 – торцевая крышка;
 23 – радиальный подшипник; 28 – межсекционные решетки

После процесса гомогенизации полученная смесь на выходе из последней кавитационной секции соударяется с конусообразным отражателем (21). Затем смесь турбулизируется в центрифуге (18) и проходит в камеру дегазации (6). Завершающим этапом обработки является пропуск смеси через ультразвуковой генератор (7), после чего она сливается в накопительную емкость (8).

Возможно введение дополнительных добавок и присадок целевого назначения в процессе подготовки эмульсии, что обеспечит более тонкую совместную гомогенизацию, позволяющую получить микроэмульсию с повышенной степенью стабилизации, более устойчивую к действию низких температур; при этом обеспечивается возможность использования тепла получаемой горячей эмульсии для подогрева подаваемых на смешение нефтяных продуктов без применения специальных средств подогрева.

При испытаниях описанного устройства было получено печное топливо с содержанием воды 50% и углеводородных фракций (отработанное масло) совместно с присадками 50%. Температура начала кипения смеси – 160°C, температура конца кипения – не выше 310–340°C. До температуры 180°C перегоняется не более 9% (об), до температуры 340°C – не менее 96% (об). Концентрация фактических смол в мг на 1 л топлива составила 36 мг/л, содержание механических примесей незначительно, следов воды не обнаружено. При значении температуры 20°C значение коэффициента кинематической вязкости составило 2,6 мм²/с, плотности – 820 кг/м³; температуры застывания – -70°C.

Таким образом, разрабатываемое устройство позволяет перерабатывать и использовать в дальнейшем отходы жидких и загустевших углеводородов (нефть, мазут, нефтешламы и др.). Получение топочной жидкости предложенным способом экономически выгодно, так как не требует дорогостоящих стадий очистки и экологически целесообразно, поскольку токсичные выбросы при сгорании продукта практически отсутствуют и продукты горения не содержат твердых частиц.

Список литературы

1. Аксельруд Г.А. Растворение твердых веществ [Текст] / Г.А. Аксельруд, А.Д. Молчанов. – М.: «Химия», 1977. – С. 230–232.
2. Жидкая топливная композиция, способ ее получения и их варианты. Патент № 2150489. Заявка от 06.08.1999. Опубликовано 10.06.2000.
3. Основные процессы и аппараты химической технологии [Текст] / А.Г. Касаткин. – М.: «Химия», 1961. – С. 796–797.
4. Способ получения нанодисперсной водотопливной эмульсии и устройство для его осуществления. Патент № 2340656. Заявка от 01.06.2006. Опубликовано 10.12.2008.
5. Измельчение в химической промышленности [Текст] / П.М. Сиденко. – М.: «Химия», 1977. – С. 238–243.

6. Эмульгатор инвертных эмульсий. Патент № 2062142. Заявка от 11.03.1994. Опубликовано 20.06.1996.

7. Эмульгатор инвертных эмульсий. Патент № 2166988. Заявка от 27.06.2000. Опубликовано 20.05.2001.

Научный руководитель – Иванов В.А, д-р техн. наук, профессор

ПСИХОЛОГИЧЕСКАЯ ГОТОВНОСТЬ ОПЕРАТОРА К РАБОТЕ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ КАК ФАКТОР БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА

Христич А.Е., Христич Е.Е.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Медицина, социология труда, прикладная психология и еще ряд наук активно занимаются профессиональным здоровьем для обеспечения профессионального долголетия трудящихся. Основной целью является улучшение качества профессиональной жизни, безопасности труда, здоровья и психологического благополучия специалистов во всех видах профессиональной деятельности.

Российская Федерация имеет самую большую протяженность границ в Арктике – 22 тыс. км. Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) установлена Указом президента РФ (2014 г.) на суше, водные пространства регулируются международными правовыми нормами. Полезные ископаемые АЗРФ представлены многообразием видов, но активная добыча сосредоточена на углеводородном сырье. Энергетическая стратегия развития до 2020 года предусматривает реализацию масштабных планов освоения Арктического шельфа.

Климатические и природные условия Арктики относят к категории экстремальных. Такие условия в отдельных случаях не совместимы с жизнью. Экстремальные особенности Арктики заключаются в низких температурах (среднегодовая температура воздуха близка к 0°C), шквалистых ветрах (над морями Северного Ледовитого океана их скорость может достигать 180 км/ч), и опасных природных процессах шельфа, где в основном разрабатывается добыча (ледовая экзарация, стамухообразование и пр.). Все процессы и природные явления создают серьезную угрозу магистральным трубопроводам, транспортным средствам. Риски возникновения чрезвычайных ситуаций постоянно высоки.

Человек, вступающий во взаимодействие с внешними объектами и средой образуют эргатическую систему. Функции управления этой системой берет на себя человек (оператор). В сложных условиях Арктики эргатиче-

ские системы, предъявляют к оператору дополнительные требования. Кроме отсутствия хронических и соматических заболеваний, операторы должны быть физически крепкими, а также быть психологически готовы к нагрузкам и испытаниям, возможным ЧС, холодовой усталости, и сложной социально-психологической адаптации.

Психологическая готовность оператора к работе в Арктическом регионе – это специфичная компетенция человека, профессиональная деятельность которого реализуется в системе «человек – техническое устройство» в зоне Арктики и, на основе знаний особенностей взаимодействия между средой, работой и здоровьем и общего повышения культуры человека, способность оптимизировать психофизиологическое восстановление во время / после работы и улучшить психологическое благополучие во всех видах профессиональной деятельности.

Человек должен быть хорошо подготовлен морально перед поступлением на работу в арктической зоне. Холодный климат, вечно серое небо и отсутствие солнечного света вводят человека в депрессию, провоцируют стрессы и немотивированную агрессию. Природно-климатические особенности Арктики существенно снижают дееспособность человека, производительность, являются серьезным фактором нарушения психических процессов, что приводит к ошибкам со стороны оператора. Ошибки могут стать причиной серьезных техногенных катастроф.

Помимо стрессов, вызванных арктическими условиями, обморожений, авитаминоза и прочих недугов, характерных этому региону, существуют так же более опасные заболевания, такие как: снежная слепота, пищевые отравления, инфекции, отравление опасными химическими веществами, возможна лучевая болезнь, вызванная атомными реакторами ледоколов и подводных лодок, других военных объектов.

Работодатели, представители крупнейших фирм и корпораций, осуществляющих деятельность в АЗРФ, понимают значимость благополучия людей, создают возможные условия для комфортного состояния операторов на рабочих местах, улучшают социально-бытовые условия.

Но эффективность работы операторов и безопасность функционирования эргатических систем зависят не только от внешних обстоятельств. Исследования, связанные с безопасностью работы людей в Арктике, все чаще фокусируются на внутренних резервах субъекта труда.

Так в Новосибирском Государственном университете планируют открыть лабораторию биологических маркеров и социального поведения человека в условиях Арктической Зоны. Лаборанты будут рассматривать влияние человеческого генотипа и климата Арктики на психическое здоровье жителей. Местом для проведения исследований выбрали Якутск. В ходе исследований будет собран биологический материал для оценки способностей генотипа. Исследование позволит определить эффективные средства и методы борьбы со стрессами и заболеваниями людей в Арктике.

Сегодня средствами регуляции состояний операторов остаются традиционные, разработанные еще в XX в. и, достаточно популярные среди полярников. Средства можно разделить на три большие группы по способам воздействия на состояние человека, среди них:

1. *Подавление или регулирование плохих эмоций хорошими* посредством общения с друзьями, домашними животными, занятием хобби, к числу этих средств можно также отнести просмотр кинофильмов, комедий, прослушивание любимой музыки. В качестве примера, известно, что космонавты берут с собой в длительный полет любимый и, ставший талисманом космонавтов, фильм «Белое солнце пустыни» (по степени экстремальности работа в Арктике приближена к этой сфере деятельности)

2. *Когнитивный способ (мыслительный)*: настольные игры, решение кроссвордов, задачи на логику и развитие интеллекта, чтение литературы разного жанра в зависимости от предпочтений.

3. *Моторная регуляция*: спортивная ходьба, бег, занятия в тренажерных залах, все возможные физические нагрузки.

Всё это поможет работнику справиться со стрессом, причем каждый человек может выбрать занятие, соответствующее его характеру и темпераменту.

Популяризация знаний о психологической готовности к работе в Арктическом регионе и средствах регуляции состояний во время и после работы, позволят сохранить здоровье людям, задействованным в стратегически важных производствах и повысить безопасность труда в целом.

Список литературы

1. Столяренко, А.М. Экстремальная психопедагогика. – М.: ЮНИТИ – ДАНА, 2002. – 607 с.

2. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. Утверждена Президентом РФ 8 февраля 2013 г. № Пр -232.

3. Психическое здоровье: <https://ru.wikipedia.org/wiki>

Научный руководитель – Полетаева О.В., канд. пед. наук

ВНЕДРЕНИЕ ЭЛЕКТРОННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ЗАКАЧИВАЕМОЙ В СКВАЖИНУ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИНЫ

Чмутов Д.П.

Нижевартовский государственный университет

Газонефтеводопроявление – это поступление пластового газа, нефти, воды, или их смесей в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при

её строительстве, освоении и ремонте, данное осложнение можно регулировать или приостанавливать с помощью противовыбросового оборудования.

Основное условие ГНВП это превышение пластового давления над забойным.

ГНВП приводит к выбросу, который в свою очередь может привести к открытому фонтанированию скважины.

Контроль за скважиной включает три стадии защиты:

- предотвращение притока пластового флюида в скважину за счёт поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости.
- предотвращение притока пластового флюида в скважину за счёт использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования.
- ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

С целью предупреждения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов предлагаю обеспечить внедрение электронной системы контроля и регистрации параметров технологической жидкости закачиваемой в скважину при ремонте скважины.

В связи с этим мною был проведен сравнительный анализ характеристик станций контроля за жидкостями глушения предприятий изготовителей:

ООО «Эстек-Контракт» – измерительный комплекс КИ-4;

ЗАО «Предприятие В-1336» Установки контроля параметров жидкости УКПЖ-3

Последствия ГНВП и ОФ на объектах ПАО «НК «Роснефть»

- 15.05.2013 ООО «РН-Краснодарнефтегаз»: ущерб составил 669 миллионов рублей
- 18.07.2014 ПАО «Варьеганнефтегаз»: ущерб составил 42 миллиона рублей, пострадало два сотрудника
- 12.07.2015 ПАО «Оренбургнефть»: ущерб составил 28,2 миллионов рублей
- 24.06.2015 ООО «РН-Краснодарнефтегаз»: ущерб составил 4,0 миллиона рублей
- 10.04.2016 ООО «РН-Краснодарнефтегаз»: ущерб составил 2,7 миллиона рублей
- 26.06.2016 ООО «РН-Пурнефтегаз»: групповой несчастный случай, пострадало 2 сотрудника

Суммарный ущерб составил 745,9 миллионов рублей

Были проведены успешные полевые испытания станции по контролю параметров жидкости глушения 19.07.16 представителями ЗАО «Предприятие В-1336» и ООО «Техновек-Сервис» совместно с представителями ООО «ЧНС», под контролем АО «Самотлорнефтегаз». Местом проведения испытаний была скважина №34861 (куст 1367) Самотлорского месторождения.

Результаты сравнения характеристик станций контроля
за жидкостью глушения

Параметры	КИ-4	УКПЖ-3
Соответствие требованиям приказа ОАО «НК «Роснефть» № 548	+	+
Режим контроля параметров жидкости Online	-	+
Возможность использования датчиков при доливе, промывке, глушении, опрессовке скважин	+	+
Небольшой вес	-	+
Возможность использовать при низких температурах	+	+

В ходе опытно промышленных испытаний мною была произведена проверка в промысловых условиях работа УКПЖ-3. Было произведено выявление недостатков и отклонений. Проверка в условиях глушения скважины достоверности регистрации параметров «текущий расход жидкости глушения», «суммарный расход жидкости глушения», «плотность жидкости глушения», «давление в нагнетательной линии», «температура жидкости глушения». Оценка эксплуатационных характеристик УКПЖ-3 (время монтажа, время передачи информации удаленному пользователю, удобство обслуживания, настройки, диагностики и т.д.). Оценка качества визуализации и восприятия параметров, выводимых на выносное табло ТБ-2.5, а также на ПК удаленного пользователя в программе ASCManager.

За период опытно промышленных испытаний УКПЖ-3 сбоев в работе оборудования не зафиксировано, значения регистрируемых параметров находятся в пределах допустимых погрешностей. Передача информации на сервер в режиме реального времени осуществлялась в полном объеме.

Экономическая эффективность контроля параметров в процессе глушения скважин:

- Сведение к нулю вероятности ГНВП за счет выполнения первой стадии защиты контроля за скважиной;
- Соблюдение технологии проведения работ, снижение количества повторных глушений скважин в среднем на 30%;
- Сокращение времени вывода скважины на проектный режим эксплуатации после ремонта;
- Сокращение простоев бригад ТКРС;

Снижение негативного влияния процесса глушения скважины на призабойную зону нефтяного пласта.

Представленная установка по контролю параметров жидкости глушения (УКПЖ-3) соответствует требованиям Компании в области охраны труда и промышленной безопасности и выполнена во взрывозащищенном исполнении.

В ходе сравнения технических характеристик и при проведении опытно промышленных испытаний УКПЖ-3 установлено ее конкурентное пре-

имущество благодаря удобству в эксплуатации, возможности передавать регистрируемые параметры онлайн по GPRS сетям непосредственно в диспетчерский центр заказчика. Установлено, что показания регистрируемых параметров соответствуют данным, полученным расчетным путем или при помощи других средств измерения, и уже на данный момент возможно применение представленной установки.

Помните: открытый фонтан легче предупредить, чем ликвидировать!

Научный руководитель – Смолин А.А., ведущий специалист ОРСРП

СЕКЦИЯ VII. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЗМА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ НА АВТОТРАНСПОРТНОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Мельникова С.В.

Кемеровский государственный университет

Процесс принятия решений является неотъемлемой частью управленческого цикла в функционировании любого предприятия. Ведь сам процесс управления состоит из совокупности решений, которые приходится принимать руководителю. Поэтому от выбранной стратегии принятия решений зависит функционирование и эффективность всей организации. Насколько экономически грамотно, своевременно и обоснованно принимается то или иное управленческое решение, зависит судьба предприятий. А это, в свою очередь, невозможно без профессионально взвешенной оценки ситуации, умение систематизировать имеющуюся информацию и выбрать правильную стратегию принятия решений для достижения поставленной цели.

На предприятии решения принимаются, например, когда: необходимо улучшить деятельность подразделений; возникли производственные, экономические, финансовые, организационно-управленческие и другие проблемы на предприятии; возникла необходимость предупреждения рисков или устранения их последствий; т.е. на автотранспортном предприятии (АТП) решения принимаются ежедневно и помногу раз в течение дня.

Принятие решений является важнейшей функцией управления, успешное осуществление которой обеспечивает достижение предприятия ее целей. Необходимость принятия решения пронизывает все, что делает руководитель, формулируя цели и добиваясь их достижения.

Благодаря процессу принятия решений осуществляется координация деятельности предприятия. Принятие решения представляет собой сознательный выбор среди имеющихся вариантов или альтернатив направления действий, сокращающих разрыв между настоящим и будущим желаемым состоянием предприятия. Таким образом, данный процесс включает в себя много различных элементов, но непременно в нем присутствуют такие элементы, как проблемы, цели, альтернативы и решения – как выбор альтернативы. Данный процесс лежит в основе планирования деятельности организации.

Основные цели и задачи, которые сегодня ставят перед собой АТП, это: высокое качество, сокращение временных затрат на погрузку-разгрузку, расширение ассортимента сопутствующих услуг, своевременность и скорость обслуживания, оптимизация маршрутов перевозок, сокращение

транспортных расходов, оснащение автомобилей специальными средствами для проведения мониторинга и др.

Таким образом, главная задача автотранспортных компаний, состоит не только в увеличении объема перевозок, рентабельности и повышении прибыли АТП, но и в удовлетворении потребностей населения и отраслей экономики в своевременном, качественном обслуживании.

Многогранность и сложность производственных, социальных и других факторов внешней и внутренней среды предприятия требуют адекватных действий со стороны органа управления фирмой. В этих условиях управленческие решения могут быть совершенно разными по форме, направленности, глубине и времени разработки, принятием, реализацией.

Факторы, влияющие на процесс принятия управленческих решений.

Разработка и механизм принятия управленческого решения зависит от внешних факторов, формирующих среду, в которой функционирует предприятие, к ним относятся: поставщики, потребители автотранспортных услуг, конкуренты, органы законодательного регулирования, кредиторы, другие организации и институты общества. Влияние на принятие управленческого решения имеют и факторы внутреннего характера, определяющие специфику деятельности предприятия, а именно, цель и стратегия его развития, структура производства и управления, финансовые и трудовые ресурсы, объем и качество работ и тому подобное. Также на процесс принятия и реализации управленческого решения сказываются организационная структура управления, его функции и методы, структура управленческого аппарата, деятельность субъектов управления [1].

Поскольку предприятия являются сложными системами, решения принимаются людьми, то существует целый ряд факторов, влияющих на принятие решения: личностные оценки руководителя, среда принятия решений, информационные ограничения, психологические ограничения, негативные последствия, взаимозависимость решений и тому подобное.

Следует учесть, человеческий фактор (ошибки людей во всех видах деятельности предприятия) является доминирующим в перечне рисков на АТП. Для автотранспорта ошибки людей являются причиной 90 % всех несчастных случаев. При этом в 57 % происшествий человеческая ошибка является практически единственным фактором, который мог привести к аварии [2].

Механизм разработки и организации выполнения управленческих решений.

Под механизмом принятия решения следует понимать состав и последовательность процедур, приводящих к решению проблем организации, в комплексе с методами разработки и оптимизации альтернатив.

Для руководителя принятие решений не является самоцелью. Основное, что должно заботить руководителя, – не сам выбор альтернативы, а разрешение определенной управленческой проблемы. Для разрешения же

проблемы очень часто требуется не единичное решение, а определенная последовательность решений и, главное, их осуществление. Поэтому решение – это не одномоментный акт, а результат (процесса), развивающегося во времени и имеющего определенную структуру.

Управленческое решение как процесс состоит из стадий: подготовка; принятие и реализация решения.[2]

На стадии подготовки управленческого решения проводится экономический анализ ситуации, поиск, сбор и обработка информации, а также выявляются и формируются проблемы, требующие решения.

На стадии принятия решения осуществляется разработка и оценка альтернативных решений, отбор критериев выбора оптимального решения, выбор и принятие наилучшего решения.

На стадии реализации решения принимаются меры для конкретизации решения и доведения его до исполнителей, осуществляется контроль за ходом его выполнения, вносятся необходимые коррективы и дается оценка полученного результата от выполнения решения.

Принимаемые решения должны основываться на достоверной, текущей и прогнозируемой информации, анализе всех факторов, оказывающих влияние на решения, с учетом предвидения его возможных последствий.

Эффективность управленческих решений зависит не только от качества их выработки, но и от организации выполнения. Организация выполнения решений предусматривает своевременное доведение их до исполнителей, подбор и расстановку людей, согласования их действий, инструктаж исполнителей, стимулирование деятельности работников и внесения коррективов с принятым решением с учетом изменения условий его выполнения.

Эффективный контроль на предприятии не является стихийным явлением. Как и любую деятельность, процесс контроля необходимо разрабатывать и организовывать. Проектирование процесса контроля ведется вместе с разработкой организационной структуры управления (как ее составная часть). Если же предприятие имеет возможность создать автоматизированную компьютерно-информационную сеть, то процесс контроля должен вписываться в нее.

В современных условиях общие усилия по совершенствованию организации деятельности АТП должны быть направлены на:

- обеспечение предоставления транспортных услуг и составление рабочего графика водителей с учетом их стажа, опыта работы, возраста работника, загруженности в течение определенного периода времени;
- осуществление административных взысканий с тех диспетчеров, которые своевременно не передали информацию водителям об изменении графика перевозок;
- усиление ответственности руководителей отделов предприятия за ведение учета загруженности водителей/экспедиторов и выполнение нормативных требований по перевозкам.

Поэтому основными ориентирами АТП является бесперебойная транспортировка грузов/перевозка пассажиров в условиях эффективного использования транспортных средств и минимизации себестоимости транспортных операций. Это можно достичь за счет правильной организации деятельности транспортного хозяйства и четкого планирования работы транспорта с привлечением логистических методов, обоснованного выбора транспортных средств, совершенствования хозяйственного расчета.

Логистический подход к организации автомобильных перевозок обуславливает новый методологический смысл, заключающийся в том, что основной составляющей частью перевозок должно стать проектирование оптимального перевозочного процесса. Под этим понимается поиск наилучших организационных и технически возможных решений, обеспечивающих максимальную эффективность АТП по оказанию транспортных услуг.

Список литературы

1. Бондаренко Д.Ф. Механизм принятия управленческих решений // Экономика и менеджмент инновационных технологий. 2012. № 3 [Электронный ресурс]. URL: <http://ekonomika.snauka.ru/2012/03/515> (дата обращения: 12.03.2017).

2. Коваль Е.А. Роль человеческого фактора в транспортной безопасности [Текст] / Е.А. Коваль // Автомобильный транспорт. – 2006. – № 19. – С. 29–31.

Научный руководитель – Казаринов Ю.И., канд. техн. наук, доцент.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Мусаев Э.А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

При эксплуатации автотранспорта важную роль играет надежность источников электрической энергии – аккумуляторных батарей (АКБ) и генераторов. В связи с этим актуальной является задача сравнения различных типов источников энергии.

Целью работы является анализ характеристик аккумуляторных батарей различного типа с точки зрения рациональности использования в технологических процессах.

В данной работе решалась задача сравнительного анализа кислотных и гелевых АКБ.

Гелевые аккумуляторы Gelled Electrolite (GEL). Этот вид АКБ появился не так давно, именно по этой причине многие автомобилисты не знают о том, что такое гелевая батарея и что от нее ждать. На самом деле

гелевые батареи берут свое начало еще со времен освоения человеком космоса. Образование геля происходит из-за серной кислоты двуокиси кремния, который входит в состав активных масс этого типа АКБ. Образование гелеобразного вещества дало возможность получить абсолютно герметичную аккумуляторную батарею, т. к. все процессы, в том числе и газообразование, происходит внутри геля. Ученые утверждают, что по стойкости к глубокому разряду (который крайне нежелателен для свинцово-кислотных аналогов) – гелевым батареям нет равных. Именно поэтому они обладают большим сроком службы и выносливостью. Однако признания гелевые аккумуляторы так и не получили и причиной этому стали – высокие требования к бортовому электрооборудованию, а также резкому снижению пускового тока при низких температурах. Благодаря герметичности гелевого аккумулятора и отсутствия выделения вредных паров электролита, эту батарею можно ставить в салоне или дома, когда, например, большие холода. Цена гелевого аккумулятора варьируется в диапазоне от 2 до 30 тыс. руб., в зависимости от мощности и фирмы-производителя.

Особенности конструкции гелевой АКБ:

- Полностью герметичная конструкция, утечка электролита невозможна.
- Система внутренней рекомбинации газа, нет необходимости в доливе воды.
- Моноблоки снабжены регулируемыми клапанами для обеспечения выпуска газа, при превышении внутреннего давления выше допустимого уровня.
- Нет ограничений на перевозку воздушным, железнодорожным или автотранспортом.

Технические характеристики гелевых АКБ (60 Ач):

- Емкость: Аналогичный по размеру (Д/Ш/В). Значительное сопротивление из-за геля. Меньшее количество рамок с активным веществом.
- Время работы на одной зарядке: 60 мин.
- Выброс газов: При перезаряде концентрация водорода, может или взорваться в АКБ, или же произойдет концентрированный выброс газа через выпускной клапан.
- Количество циклов заряда разряда: до 1400 циклов.
- Обслуживание: Необслуживаемый.
- Запуск АКБ: Необходимо провести минимум 4 цикла заряда и разряда АКБ, чтобы активизировать гель.
- Время зарядки АКБ: 12 часов.
- Возможность краткосрочной до зарядки АКБ: Нет (эффект памяти, если систематически дозаряжать гелевый АКБ, время его работы значительно сократится).
- Стоимость: Высокая.

Конструкция **кислотного АКБ**.

В таком АКБ активной массой положительного электрода является двуокись свинца, а чистый свинец – отрицательного, водный раствор серной ки-

слоты выполняет роль электролита. Когда батарея разряжается происходит превращение активных масс в сульфат свинца, при этом кислота активно расходуется и выделяются молекулы воды. При разряде происходит обратная реакция – удерживающие активные массы решетки электродов легируют 5,5–6,5% сурьмы и 0,1–0,2% мышьяка. За счет добавок улучшается технологичность литья, повышается твердость и стойкость электродов к процессам коррозии. Сурьма увеличивает расход воды и понижает ЭДС батареи при эксплуатации. За долгие годы исследований производители научились понижать долю сурьмы до 2,5% и меньше. Цена свинцово-кислотного АКБ – самая доступная и начинается с нескольких тысяч рублей.

У свинцовых стартерных аккумуляторов в зависимости от исполнения свои конструктивно-технологические особенности, однако все они содержат разноименные электроды, разделенные сепараторами, которые помещают в сосуд, заполненный электролитом.

Работает аккумулятор по принципу превращения химической энергии в электрическую (при разряде) и обратном превращении электрической энергии в химическую (при заряде).

Технические характеристики кислотной АКБ (60 Ач).

Емкость: Аналогичный по размеру (Д/Ш/В). Низкое сопротивление из-за жидкого электролита. Большее количество рамок с активным веществом.

Время работы на одной зарядке: 180 мин.

Выброс газов: Незначительное выделение кислорода при зарядке.

Количество циклов заряда разряда: 1500 циклов.

Обслуживание: Один раз в 3–6 месяцев долить дистиллированную воду.

Запуск АКБ: АКБ полностью готов к работе.

Время зарядки АКБ: 12 часов.

Возможность краткосрочной дозарядки АКБ: Да.

Стоимость: Низкая.

Отзывы.

Стартерные свинцовые-кислотные аккумуляторы периодически заряжают при открытых пробках до кипения, до стабилизации напряжения, до прекращения роста плотности электролита, так как напряжения генератора автомобиля недостаточно для полной зарядки. Ещё лучше сделать цикл разряда-заряда или заряжать микротоком для предупреждения сульфатации.

Гелевые аккумуляторы имеют другое строение, работают в буферном режиме с малыми токами подзарядки от источника тока с точным напряжением, могут быть испорчены грубой зарядкой.

Какой аккумулятор лучше, а также, какой накопитель электроэнергии нужен именно вам, поможет разобраться вышеизложенная информация. Основным достоинством любого источника тока многократного действия является возможность вновь и вновь перезарядить их до полной мощности. Будет ли это гелевый аккумулятор или кислотный решать только вам.

Срок службы гелевых АКБ, если сравнить с обычными кислотными АКБ, может быть в три раза больше (при соблюдении высоких требований по эксплуатации). Если обычный аккумулятор работает в среднем два – три года, то гелевый 6–10 лет [1]

При сравнении показателей надежности [2] кислотных и гелевых АКБ получили, что интенсивности отказов для кислотного АКБ в 3 раза выше чем у гелевого, и составляют, соответственно, 0,33 1/год и 0,1 1/год.

В работе определен коэффициент оперативной готовности [3] за время $t = 3$ года для кислотного и гелевого АКБ. Они соответственно равны:

$$K_{ГК} = e^{-0,3 \cdot 3} = 0,41 = 41\%$$

$$K_{ГГ} = e^{-0,1 \cdot 3} = 0,74 = 74\%$$

Анализ показателей надежности показывает преимущество гелевых АКБ. Но с учетом сложности эксплуатации, стоимость их обслуживания выше.

Исходя из всего вышесказанного относительно кислотных и гелевых АКБ, решать Вам! Купить ли вам дорогие, но очень привередливые гелевые АКБ, либо относительно не дорогие, но по всем характеристикам существенно превосходящие кислотные АКБ.

Список литературы

1. Гелевый аккумулятор плюсы и минусы [Электронный ресурс] – URL: <http://avto-blogger.ru/akb-avto/gelevyj-akkumulyator-plyusy-i-minusy> (Дата обращения 09.04.2016).

2. Гладких Т.Д. Моделирование надежности электротехнических комплексов на основе теории марковских процессов / Т.Д. Гладких // Новая наука: Опыт, традиции, инновации. 2016. № 6-1 (89). С. 12–15.

3. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2016.

Научный руководитель: Гладких Т.Д., канд. техн. наук, доцент

ПОДХОД К СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ В КАТУШКЕ ЗАЖИГАНИЯ АВТОТРАНСПОРТА

Тылчин А.Р.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Совершенствование технологических установок в первую очередь подразумевает повышение их энергоэффективности, что во многом зависит от внедрения энергосберегающих технологий.

В автотранспорте роль электротехнических систем сложно переоценить: эти системы участвуют в пуске, обеспечении работы двигателя, необходимы для функционирования вспомогательных систем и приводов.

Поэтому актуальными являются работы по снижению электропотребления этими системами для повышения эффективности работы автотранспорта.

Электрооборудование автомобиля состоит из источников питания, системы пуска, системы зажигания и других вспомогательных систем.

Основными потребителями системы пуска (стартера) являются: двигатель постоянного тока, осуществляющий приведение во вращение ДВС и втягивающее реле, являющееся, по сути, электромагнитом, предназначенным для замыкания питающей сети стартера и введения в зацепление бендикса с маховиком.

В системе зажигания выделяют две электрические цепи: низкого и высокого напряжения. Эта система предназначена для поджигания рабочей смеси в ДВС, что осуществляется подачей высокого напряжения (более 20000 В) на свечи зажигания. Для получения высокого напряжения, а именно преобразования низкого напряжения в высокое (например, 12 В в 20000 В) используется катушка зажигания.

Катушка зажигания по своей сути это трансформатор, то есть статическое электромагнитное устройство преобразующее ток одного напряжения в ток другого напряжения.

Катушка зажигания является незаменимым звеном при использовании любых типов систем зажигания (транзисторных, бесконтактных и др.). Поэтому актуальным является вопрос совершенствования конструкции катушки зажигания для повышения энергоэффективности работы системы зажигания.

Цель работы: повышение энергосбережения в системе зажигания за счет совершенствования катушки зажигания.

Задача работы: снижение потерь в катушке зажигания использованием при их изготовлении современных материалов.

Для выявления направления совершенствования конструкции катушки зажигания, рассмотрим ее конструкцию.

Катушка зажигания состоит сердечника, двух обмоток, железного корпуса, карболировой крышки, клемм и добавочного резистора.

Первичная обмотка, выполненная из толстого медного провода (количество витков 250..400) располагается над вторичной обмоткой, выполненной из тонкого медного провода (19..25 тыс. витков).

Сердечник выполняется из листовой электротехнической стали, для уменьшения потерь на вихревые токи.

Для определения способов сокращения потерь катушке зажигания рассмотрим их существующие виды.

Во-первых, это потери в первичной и вторичной обмотках, обусловленные нагреванием проводников при протекании тока. Эти потери определяются выражениями:

$$\Delta P_1 = I_1 \cdot R_1;$$

$$\Delta P_2 = I_2 \cdot R_2.$$

То есть суммарные потери в обмотках $\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2$ зависят от потребляемого тока I_1 и I_2 и сопротивления обмоток R_1 и R_2 . Снижение потерь ΔP можно добиться уменьшением сопротивлений R_1 и R_2 , путем использования материалов с более низким удельным сопротивлением, но это экономически нецелесообразно. Снижать ток в системе зажигания технически не оправдано, так как это чревато вероятностью того, что мощности катушки зажигания не хватит для воспламенения жидкости в цилиндрах.

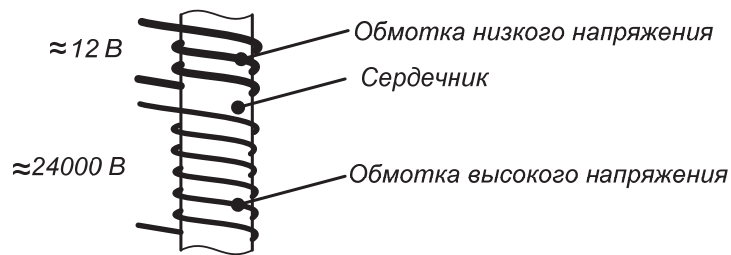


Рисунок 1 – Конструкция катушки зажигания

Второй вид потерь в катушке зажигания – это потери холостого хода ΔP_0 , обусловленные потерями в стали сердечника. Они состоят из потерь на гистерезис P_h и потерь на вихревые токи $P_{вх}$, каждая из которых пропорциональные квадрату магнитной индукции в магнитопроводе катушки зажигания.

Мощность потерь холостого хода ΔP_0 практически равна его постоянным, не зависящим от нагрузки потерям, т.е. потерям в стали трансформатора $P_{ст}$ [1].

Для уменьшения потерь холостого хода предлагается выполнять магнитопровод катушки зажигания из аморфной стали, которую начинают внедрять в силовой энергетике в мощных трансформаторах. Трансформаторы с магнитопроводом из аморфной стали позволяют уменьшить общие потери электроэнергии, так как имеют потери холостого хода в 4–5 раз меньше по сравнению с традиционными трансформаторами [2].

Таким образом, в работе проведен анализ существующих потерь в катушке зажигания систем зажигания автомобильного транспорта. Определено возможное направление снижения потерь в катушке зажигания путем применения в магнитопроводах аморфной стали. Анализ потерь в различных системах автомобилей и их снижение является необходимым условием повышения их энергоэффективности, надежности и безопасности.

Список литературы

1. Гладких Т.Д. Электротехника: учебное пособие для подготовки бакалавров ВО по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / Т.Д. Гладких. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015

2. Трансформаторы ТМГАМ трехфазные масляные герметичные класса 10 кВ с магнитопроводом из аморфной стали [Электронный ресурс] – URL: http://www.elektrozavod.ru/production/2_6d. (Дата обращения 09.04.2016)

Научный руководитель – Гладких Т.Д., канд. техн. наук, доцент

Научное издание

**ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ
РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

Том 2

В авторской редакции

Подписано в печать 21.07.2017. Формат 60×90 1/16. Усл. печ. л. 25,37.
Тираж 500 экз. Заказ № 922.

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.