Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

УДК 622.245.44

На правах рукописи

ИСХАКОВ АЛЬБЕРТ РАВИЛЕВИЧ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН СОЗДАНИЕМ ВОДОНАБУХАЮЩЕГО ПАКЕРА

Специальность 2.8.2. – Технология бурения и освоения скважин

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук
Кадыров Рамзис Рахимович

Бугульма – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…….. 5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ……..……. 12
1.1 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием цементируемыми хвостовиками……. 16
1.2 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием с применением заколонных гидромеханических пакеров…… 18
1.3 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием с установкой разобщителя пластов……. 20
1.4 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием с применением набухающих пакеров……..... 22
1.5 Анализ строительства и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием…… 23
Выводы к главе 1……..……..... 25
ГЛАВА 2. МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОДОНАБУХАЮЩИХ СОСТАВОВ И РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННОГО СОСТАВА…….. 27
2.1 Методика подбора полимера для изготовления водонабухающего состава……. 27
2.2 Методика определения динамики набухания эластомера ……. 28
2.2.1 Методика определения динамики объемного набухания эластомера…… 28
2.2.2 Методика определения динамики линейного набухания в ограниченном пространстве…….. 29
2.3 Методика оценки долговечности набухающей пакерной резины… 32
2.4 Анализ водонабухающих составов….…….. 34
2.5 Исследование полимеров, каучуков и сшивателей для разработки водонабухающей пакерной резины…….. 37

2.6 Исследование водонабухающих составов в пластовых водах различной минерализации……..... 42
2.7 Исследование стойкости водонабухающих составов в технологических жидкостях……..…….. 47
2.8 Сравнительные испытания и оценка долговечности водонабухающих пакерных резин зарубежного и российского производства…….. 49
2.8.1 Сравнительная оценка изменения твердости образцов при термостатировании……. 51
2.8.2 Сравнительная оценка изменения остаточной деформации образцов при термостатировании…….. 52
2.8.3 Определение степени набухания после термостатирования……. 54
2.8.4 Проведение сравнительных ускоренных испытаний образцов водонабухающего состава ……..…….. 57
Выводы к главе 2……..…….…….. 62
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ПАКЕРОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ …….. 64
3.1 Разработка конструкции и технологии изготовления водонабухающего пакера……. 64
3.2 Стендовые испытания пакеров с водонабухающими эластомерами... 70
3.3 Разработка центратора и манжетного пакера на основе водонабухающего состава……. 77
3.4 Разработка технологии применения водонабухающих пакеров при строительстве и эксплуатации скважин…….. 80
Выводы к главе 3……... 83
ГЛАВА 4. ИСПЫТАНИЕ, ВНЕДРЕНИЕ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ПАКЕРОВ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТАННЫХ РЕКОМЕНДАЦИЙ…… 85

4.1 Промысловые испытания водонабухающих пакеров при строительстве и ремонте скважин с горизонтальным окончанием…….. 85
4.2 Анализ эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием после установки водонабухающих пакеров…….. 91
4.3 Экономическая эффективность технологии строительства и ремонта скважин с горизонтальным окончанием с применением водонабухающих пакеров……. 95
Выводы к главе 4…….….. 96
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ…….…… 97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…….. 99
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчет экономического эффекта от применения заколонного водонабухающего пакера производства ПАО «КВАРТ»… 112

ВВЕДЕНИЕ

В мире пробурено около 30 000 горизонтальных скважин (ГС): более 9000 в Канаде, 1500 – в США, в Норвегии более 700, в Венесуэле – 600, в Австралии и Африке – 400 и 200, в России более 2 000 (в том числе около половины – в Татарстане). В практике разработки нефтяных и газовых месторождений скважины с горизонтальным окончанием (СГО) составляют более 20 % от общего фонда скважин и их применение дает до 55 % добычи. Доказано, что конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) при применении СГО повышается на 7-10 %.

ПАО «Татнефть» является одним из лидеров в области применения горизонтальных технологий, поэтому опыт эксплуатации СГО позволил выявить как преимущества таких скважин перед вертикальными, так и недостатки, которые заключаются в их низкой продуктивности.

В Татарстане первые СГО были пробурены в 1977-1978 гг. Наиболее активное бурение началось в 1992 г. На 01.10.2017 пробурены 1032 ГС и 115 многозабойных скважин (МЗС) и 416 боковых горизонтальных стволов (БГС). Преобладающая часть СГО пробурена на низкопродуктивные карбонатные отложения турнейского (36,1 %) и башкиро-серпуховского (27,4 %) ярусов небольших месторождений. На тульско-бобриковские пласты пробурено 19,8 % скважин, на терригенный девон – 10 % и на карбонатный девон – 0,4 %.

Для масштабной разработки и испытаний новых технологий для СГО в ПАО «Татнефть» в 2012 г. была создана специальная программа. Для пилотного и промышленного применения новых технологий разработан комплекс технических средств и методов реализации, показавших эффективность в промысловых условиях.

С 2010 г. в ПАО «Татнефть» происходит наращивание объемов бурения СГО: БГС – в среднем по 20 скважин в год, ГС – по 50, боковых стволов (БС) – по 35. Одним из технологических решений при строительстве и ремонте СГО является

разобщение пластов или отсечение обводненного участка горизонтального ствола набухающими пакерами, в которых уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с определенными жидкостями (водой или нефтью).

В частности, в ПАО «Татнефть» с 2010 г. используются водонефтенабухающие пакеры различных типоразмеров производства компании «TAM International» (США). Существенным недостатком применяемых импортных набухающих пакеров является продолжительное время набухания пакера при низких пластовых температурах, а также высокая стоимость и длительные сроки поставок. Опытно-промысловые работы с применением отечественных водонефтенабухающих пакеров показали ненадежность закрепления эластомера на обсадной трубе.

Актуальность работы. В этих условиях разработка технологии разобщения горизонтального ствола с применением отечественных водонабухающих пакеров (ВНП) с целью повышения эффективности строительства и ремонта скважин с горизонтальным окончанием является актуальной задачей.

Степень разработанности темы

Технология применения набухающих пакеров была разработана более 20 лет назад исследовательским подразделением компании Shell (SwellFix). В это же время норвежская компания Easywell начала развивать технологию строительства скважин с применением пакеров. Затем к развитию технологии подключились американские компании TAM International, Baker Oil Tools и другие. За рубежом набухающие пакеры применяют в основном для разобщения пластов в СГО.

Позднее отечественные специалисты компании ООО «НТЦ «ЗЭРС» В.В. Торопынин, А.В. Власов, В.И. Ванифатьев, А.Г. Фомин начали заниматься исследованиями водо- и нефтенабухающих эластомеров, а также поиском области их применения для разобщения пластов при креплении скважин.

Разделение горизонтального ствола на участки с применением гидромеханических пакеров было разработано в ООО НПО «Буровая техника» под

руководством доктора технических наук, профессора А.А. Гайворонского и ведущими специалистами лаборатории Л.Х. Фарукшиным, В.И. Ванифатьевым, Ю.З. Цыриным.

Разработкой технологий разобщения пластов в процессе строительства скважин для изоляции зон осложнений расширяемыми профильными трубами, а также исследованиями при их применении занимались Г.С. Абдрахманов, Н.Х. Хамитьянов, Н.Н. Вильданов, А.С. Ягафаров, К.В. Мелинг, А.А. Мухаметшин, А.Г. Зайнуллин, И.Г. Юсупов.

Таким образом, в отечественной отрасли технология разобщения пластов набухающими пакерами находится в начале своего развития и для повышения ее эффективности необходимо создание нового поколения ВНП с улучшенными эксплуатационными характеристиками. С учетом этого перспективным направлением исследований является совершенствование технологии и оборудования для надежного разобщения горизонтального ствола скважины, повышения ее продуктивности и снижения обводненности с применением отечественных ВНП.

Цель работы – повышение эффективности строительства и ремонта скважин с горизонтальным окончанием за счет применения отечественных усовершенствованных водонабухающих пакеров (на примере ПАО «Татнефть»).

Для достижения поставленной цели были сформулированы **основные задачи:**

1) систематизация методов заканчивания СГО ПАО «Татнефть» в зависимости от геологических условий залежей и анализ динамики обводненности скважин при эксплуатации;

2) разработка и исследование водонабухающих составов на основе отечественных полимеров и каучуков;

3) разработка способа и технической реализации повышения изолирующей способности ВНП;

4) совершенствование технологии разобщения пластов горизонтального ствола с применением разработанных ВНП при строительстве и ремонте скважин.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем аналитических и экспериментальных исследований в лабораторных и промысловых условиях, анализа и обобщения результатов практического внедрения в производство разработанной технологии и технических средств.

Научная новизна результатов работы

1. Разработана методика исследований набухающих составов с водопоглощающим полимером при одномерном изменении объема с автоматической записью зависимости динамики набухания от температуры и минерализации пластового флюида.

2. Установлена зависимость одномерного изменения объема водонабухающего состава и удерживающего перепада давления уплотнительного элемента пакера от температуры и минерализации технологической воды.

3. Выявлена обратно пропорциональная зависимость давлений гидропрорыва пакера от диаметра ствола скважины.

На защиту выносятся:

1. Способ увеличения герметизирующей способности водонабухающего уплотнительного элемента пакера за счет изменения в радиальном направлении физико-механических свойств водонабухающего состава.

2. Конструкция водонабухающего пакера для заканчивания и ремонта СГО в неоднородном продуктивном пласте.

3. Технология строительства и ремонта СГО в неоднородном продуктивном пласте с последующим разобщением этих зон спуском хвостовика с водонабухающими пакерами и закачкой технической воды для активации пакеров.

4. Зависимости одномерного набухания предложенной водонабухающей смеси от температуры среды и минерализации жидкости активации.

5. Зависимости удерживаемого перепада давления и сроков активации ВНП от минерализации пластовой воды, длины эластомера, диаметра открытого ствола.

Степень достоверности результатов. Достоверность результатов подтверждается представленной выборкой экспериментальных данных, современными проверенными методами исследований, которые соответствуют поставленным в работе целям и задачам. Научные положения, выводы и рекомендации подкреплены фактическими данными, представленными в приведенных таблицах и рисунках. Обработка результатов экспериментальных исследований осуществлялась методами математической статистики с использованием компьютерных программ Excel 2014.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 2.8.2. - «Технология бурения и освоения скважин», а именно п. 4: Тепломассообменные процессы при бурении скважин с целью разработки технологии и технических средств по улучшению коллекторских свойств призабойной зоны пласта, интенсификации притока пластового флюида, предупреждения загрязнения недр, обеспечения охраны окружающей среды.

Практическая ценность и реализация результатов работы:

1. Разработана методика лабораторных исследований набухающих материалов герметизирующих элементов пакеров с применением прибора определения набухаемости глинистых сланцев при взаимодействии с жидкой средой.

2. Разработаны программа и методика стендовых испытаний водонабухающих уплотнительных элементов для определения перепада давления, удерживаемого пакером, в условиях, имитирующих скважинные.

3. Определены время набухания и последующая устойчивость водонабухающего элемента пакера к перепаду давления в зависимости от состава скважинной жидкости.

4. Определен критический диаметр открытого ствола для разработанного пакера диаметром 133 мм, при котором возможно создание герметичного перекрытия кольцевого канала.

5. Предложена многослойная конструкция водонабухающего пакера, состоящего из трех слоев водонабухающей смеси с различными физико-механическими показателями, что повышает изолирующую способность пакера за счет повышенной набухаемости и прочности.

6. Налажено промышленное производство разработанных ВНП четырех типоразмеров в ПАО «КВАРТ» (г. Казань).

7. Новизна технических решений, созданных при выполнении работы, подтверждена семью патентами РФ на изобретения.

8. Разработана технология и утвержден в ПАО «Татнефть» руководящий документ «Инструкция по технологии разобщения пластов водонабухающими пакерами» РД 153-39.0-876-14. Технология разобщения горизонтального ствола на неоднородные участки нефтяного пласта реализована в восьми скважинах ПАО «Татнефть», а также более чем в 30 скважинах других месторождений Российской Федерации с оценочным экономическим эффектом более 20 млн руб.

Личный вклад автора состоит в участии постановки задач исследований, разработке методик лабораторных исследований и стендовых испытаний, составлении базы скважин с горизонтальным окончанием, анализе конструкций и динамики эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием, проведении аналитических расчетов и построении зависимостей, разработке новых технических решений, научном сопровождении внедрения пакеров на объектах месторождений ПАО «Татнефть».

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на 25-й Молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» 15 мая 2014 г; на семинаре молодых специалистов по секции «Бурение» ЦСМС ОАО «Татнефть» 4 июня 2014 г. в г. Альметьевске; на XI

Молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», посвященной 55-летию НГДУ «Джалильнефть» 19 сентября 2014 г. в г. Джалиле; представлены в сборнике научных трудов ТатНИПИнефть (выпуск LXXXII – Москва: Нефтяное хозяйство, 2014); на 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 24 апреля 2015 г. в г. Уфе; на Научно-технической ярмарке идей и предложений группы компаний «Татнефть» в номинации «Строительство скважин, добыча нефти и газа, ремонт скважин, машины, оборудование и спецтехника (г. Бугульма, 2014). Получен диплом конкурса «50 лучших инновационных идей для Республики Татарстан» в номинации «Сотрудничество» по проекту «Отечественный водонабухающий пакер».

Публикации

Основные положения диссертации отражены в 15 опубликованных работах, в том числе в пяти статьях в рецензируемых научных изданиях и семи патентах на изобретения.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырёх глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 79 наименований. Работа изложена на 117 страницах машинописного текста, содержит 17 таблиц, 68 рисунков.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю д.т.н. Р.Р. Кадырову, соавторам публикаций к.х.н. Р.К. Сабирову, А.К. Азизовой, А.А. Габбасовой, к.т.н. Ф.Ф. Ахмадишину и к.т.н. Р.И. Катееву за помощь и поддержку при проведении исследований и внедрении полученных результатов, а также д.т.н., профессору Г.С. Абдрахманову за ценные предложения при написании диссертации и автореферата.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Строительство СГО в Республике Татарстан началось в 1976-1978 гг. Первые СГО бурились по сложной конструкции, при которой до кровли продуктивного пласта бурение условно горизонтального ствола (УГС) велось долотом диаметром 295,3 мм с последующим спуском в подкровельную часть и цементированием 244,5 мм обсадной колонны. В последующем была опробована конструкция СГО, при которой весь УГС из-под кондуктора, в том числе и вертикальный участок, участок набора зенитного угла до кровли продуктивного пласта и горизонтальный, бурились долотом диаметром 215,9 мм с последующим спуском в подкровельную часть и цементированием 168 мм (146 мм) эксплуатационной колонны. С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предотвращения отрицательного воздействия цементного раствора в оснастку низа обсадной колонны включался пакер двухступенчатого цементирования с манжетной герметизацией заколонного пространства (ПДМ-168). Из-за такой «бутылочной» конструкции в эксплуатации этих скважин появлялись некоторые неудобства, так как внутренний диаметр эксплуатационной колонны (150 мм) был меньше диаметра открытого УГС (216 мм). В результате экспериментальных работ предпочтение было отдано двухстадийному (двухэтапному) варианту заканчивания ГС, когда бурение долотом 215,9 мм ведется до кровли продуктивного пласта и пробуренный интервал обсаживается эксплуатационной колонной 168 мм (146 мм). Дальнейшее бурение ведется уже долотом малого диаметра на том буровом растворе, который является оптимальным для первичного вскрытия данного коллектора [1].

Анализ строительства 562 новых скважин в ПАО «Татнефть» за последние годы показывает активный рост количества СГО (Рисунок 1.1).

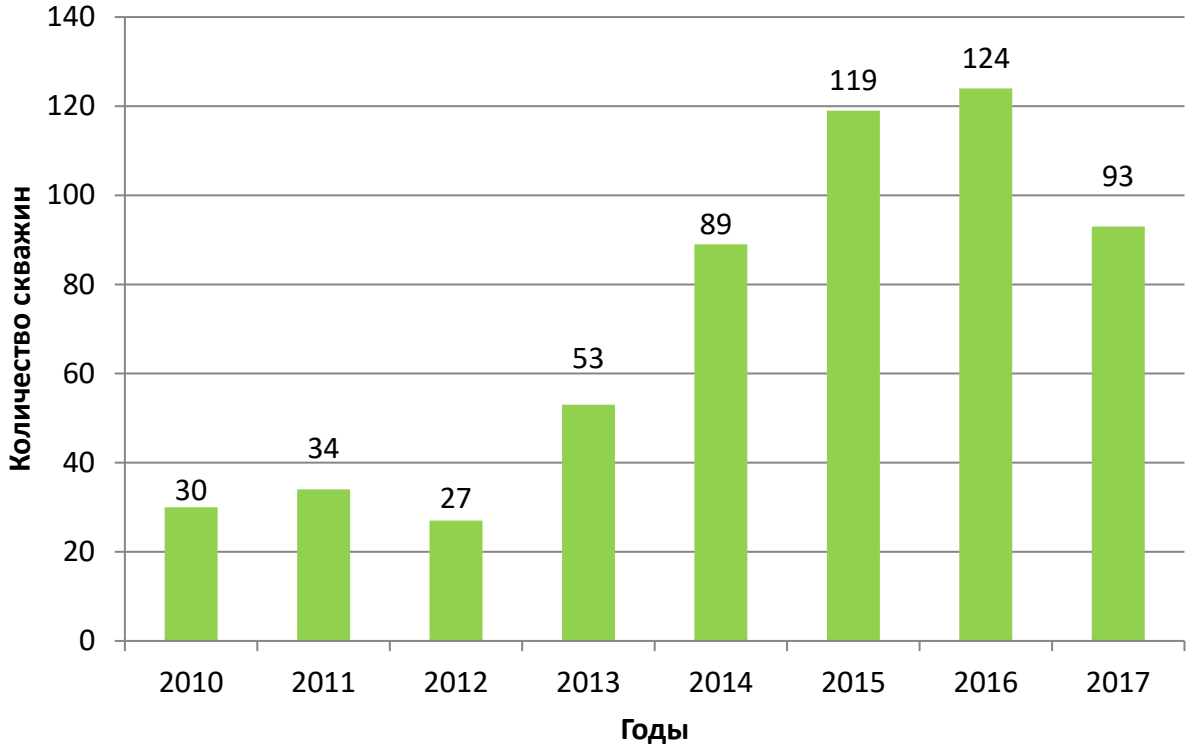


Рисунок 1.1 – Динамика строительства СГО за период с 2010 по 2017 гг.

При строительстве СГО наибольшее распространение (44 %) имеет конструкция забоя открытого типа, которая обеспечивает высокий коэффициент гидродинамического совершенства, и обсаживание горизонтальной части нецементируемым хвостовиком (24 %) (Рисунок 1.2). Наименьшее применение имеет конструкция забоя закрытого типа: цементируемый или частично цементируемый хвостовик (13 % и 5 % соответственно), а также эксплуатационная колонна до забоя (14 %) [2].

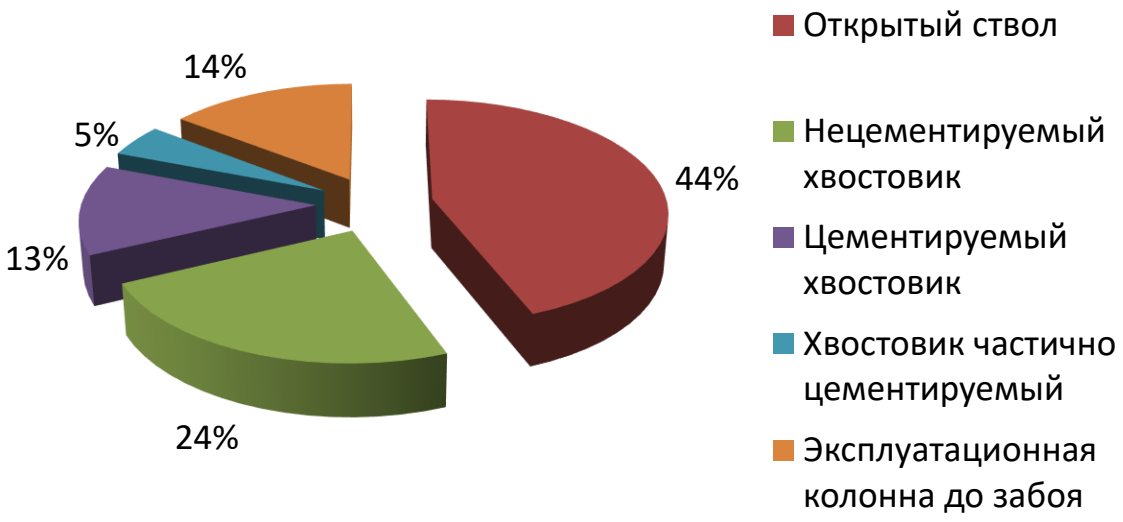


Рисунок 1.2 – Распределение конструкций забоев СГО за 2010-2017 гг.

Для карбонатных отложений башкирского, серпуховского, турнейского возрастов, сложенных прочными устойчивыми породами, имеющими порово-трещинный низкопроницаемый неоднородный коллектор, горизонтальный участок ствола скважины, как правило, оставляют открытым, доля таких скважин 72 % (Рисунок 1.3). Конструкция забоя открытого типа обеспечивает высокий коэффициент гидродинамического совершенства, однако этот тип имеет ряд существенных недостатков, основным из которых является отсутствие разобщения продуктивных пластов.

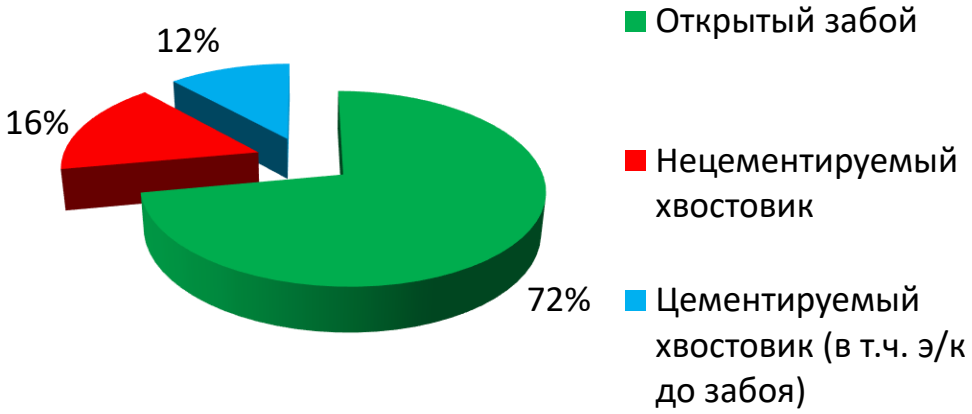


Рисунок 1.3 – Распределение конструкций забоев СГО для карбонатных коллекторов

Для терригенных отложений бобриковского и пашийского возрастов, сложенных неоднородными и неустойчивыми породами, имеющими поровый, высокопроницаемый коллектор, скважина обсаживается хвостовиком с последующим его цементированием в 62 % и без цементирования – 35 % скважин (Рисунок 1.4).

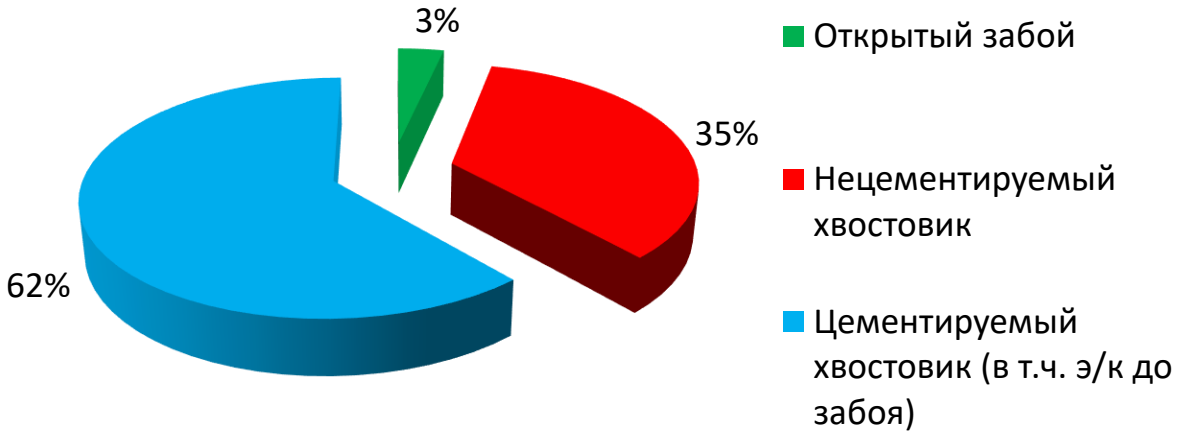


Рисунок 1.4 – Распределение конструкций забоев СГО для терригенных коллекторов

Также в ряде случаев (10 %) в компоновке нецементируемых обсадных хвостовиков включают фильтр для обеспечения притока пластового флюида или щелевой фильтр для удержания выноса песка в процессе эксплуатации.

И наиболее редко применяемая технология заканчивания СГО – манжетное цементирование обсадного хвостовика, доля скважин составляет 5 %.

Каждый способ заканчивания СГО обладает достоинствами и недостатками и имеет свою область применения, которая прежде всего определяется геологическими факторами. Описание приведено в Таблице 1.1 [3; 4].

Таблица 1.1 – Способы заканчивания СГО

	Тип заканчивания СГО	Область применения	Преимущества	Недостатки
1	Открытый забой	Однородные устойчивые коллекторы	Продуктивная зона не загрязняется цементом, невысокая стоимость строительства	Потеря ствола при обрушении стенок скважины, отсутствие разобщения по интервалам
2	Обсаживание хвостовиком (с фильтром)	Однородный продуктивный пласт	Продуктивная зона не загрязняется цементом, обеспечивается сохранность ствола	Прорыв вод или обводнение участка ствола скважины
3	Обсаживание цементируемым хвостовиком	Коллекторы с хорошими свойствами порового и трещиноватого типа; коллекторы, представленные чередованием устойчивых и неустойчивых пород; коллекторы, предназначенные для проведения гидроразрыва пласта	Обеспечение разобщения различных пластов	Загрязнение продуктивной зоны; нарушение герметичности крепи при перфорации; сложность получения герметичной крепи
4	Обсаживание с частично цементируемым хвостовиком	Наличие у кровли пласта газовой шапки или близкорасположенных водоносных горизонтов	Минимальное загрязнение продуктивного пласта	Сложная технология цементирования, применение дорогостоящего оборудования

1.1 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием цементируемыми хвостовиками

Качество разобщения пластов после проведения цементировочных работ, как правило, оценивается методами геофизических исследований: акустическим и гамм-гамма каротажем. Данные методы позволяют определить наличие сцепления цементного камня с колонной, а также оценить плотность цементного камня. Тем самым можно лишь косвенно судить о герметичности заколонного пространства. В

то же время качественное цементирование (разобщение пластов) может быть обеспечено при полном замещении бурового раствора тампонажным, затвердевающим сразу же после окончания процесса в безусадочный, непроницаемый долговечный камень при наличии контакта с породой и обсадной колонной [5].

Анализ качества цементирования хвостовиков диаметром 114 мм в СГО за 2010–2017 гг. показал, что средний коэффициент качества цементирования составляет 0,78 (Рисунок 1.5), но лишь 60 % скважин имеет хорошее качество цементирования обсадного хвостовика [6].

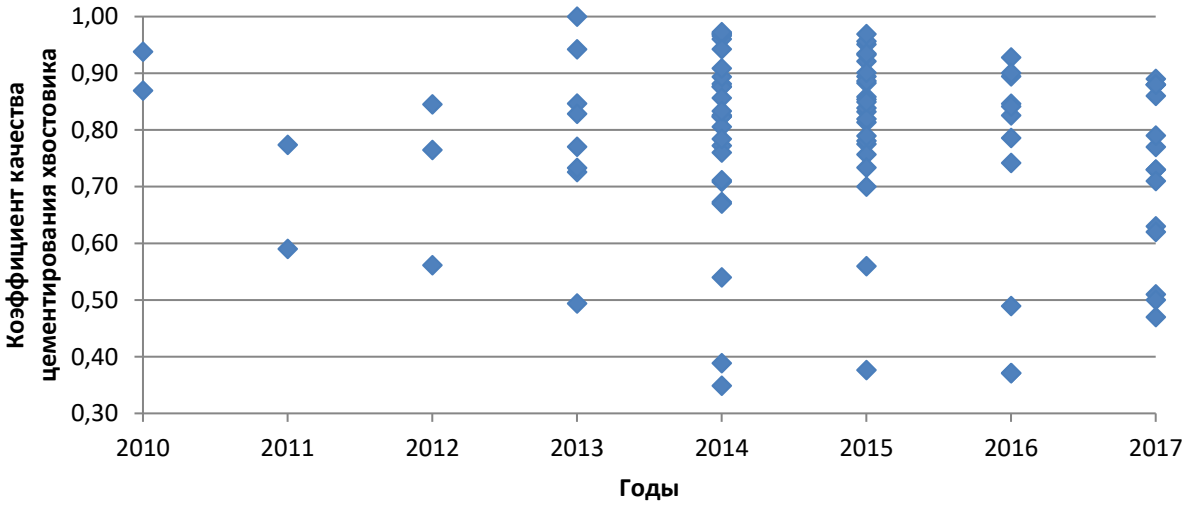


Рисунок 1.5 – Коэффициенты качества цементирования хвостовиков в СГО за 2010-2017 гг. в ПАО «Татнефть»

Неудовлетворительное качество цементирования (коэффициент <0,65) приводит к дополнительным работам в процессе освоения и эксплуатации скважины: герметизации головы хвостовика, повторному цементированию горизонтального участка, разбуриванию цементного моста на голове хвостовика, водоизоляционным работам.

В скважинах с большим зенитным углом или с горизонтальным участком технологически трудно добиться полноценного замещения бурового раствора. Основными причинами этого являются скопление шлама и защемление бурового раствора в нижней части горизонтального ствола скважины, препятствующие замещению бурового раствора в процессе цементирования. В работе [7] приведена

зависимость величины коэффициента качества цементирования от значения эксцентриситета обсадной колонны в стволе скважины и плотности тампонажного цементного раствора. С ростом эксцентриситета колонны коэффициент качества цементирования снижается, причем темп снижения тем больше, чем выше плотность тампонажного раствора. Поэтому для увеличения степени замещения бурового раствора тампонажным цементом одним из технологических решений является вращение и расхаживание хвостовика в процессе цементирования [8]. Данный вид операций связан с применением дорогостоящего оборудования, обсадных труб с высокомоментными резьбами и специализированного наземного оборудования (верхний силовой привод, вращающаяся цементировочная головка). Поэтому расхаживание и вращение при цементировании практически не применяются [9].

Несмотря на массовость применения тампонажного портландцемента при строительстве скважин, данный материал имеет ряд недостатков: низкая седиментационная устойчивость, высокая водоотдача, водоотделение, контракция, что имеет существенное значение при разобщении пластов в скважинах с большими зенитными углами. Ввод в тампонажный раствор модифицирующих добавок улучшает физико-механические показатели, но эффект контракции остается всегда. И лишь контракция является основной первопричиной формирования каналов в зацементированном пространстве [5].

Также при цементировании происходит загрязнение продуктивного пласта, что, как было отмечено выше, является источником снижения продуктивности [10; 11]. В связи с этим технология заканчивания СГО с использованием цементируемого хвостовика редко применяется в нефтепромысловой практике.

1.2 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием с применением заколонных гидромеханических пакеров

В мировой практике развивается выборочный метод изоляции пластов при заканчивании СГО, предполагающий подбор к каждой зоне затрубного

пространства оптимальных технологических мер. Важную роль при этом играют заколонные пакеры. В отечественной отрасли несколько компаний разрабатывают и производят комплексы оборудования с включением пакеров для разобщения пластов в горизонтальном стволе. За рубежом заколонные пакеры разрабатываются главным образом фирмами США: Baker, Halliburton, TAM International, Lynes и др.

В ООО «НТЦ «ЗЭРС» (г. Рязань), основанном на базе Всесоюзного Научно-исследовательского института буровой техники ВНИИБТ, в частности лабораторией под руководством доктора технических наук, профессора А.А. Гайворонского и ведущими специалистами лаборатории Л.Х. Фарукшиным, Ю.З. Цыриным, В.И. Ванифатьевым, производится комплекс регулируемого разобщения пластов КРР-146. Использование комплекса КРР-146 позволяет вводить в эксплуатацию отдельные участки горизонтального ствола скважины. Разобщение горизонтальной части ствола скважины достигается заколонными проходными гидравлическими пакерами типа ПГПМ1.146-2, заполненными отверждаемым гидрофобным полимерным составом. Ввод в эксплуатацию отдельных участков ствола скважины производится при помощи специального управляющего инструмента, спускаемого на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и приводимого в действие давлением гидравлическими и механическими операциями [12; 13].

Фирма TAM International, Inc. предлагает надувной пакер, предварительно напряженный [14], используемый в стволе скважины для герметизации внутренней части ствола скважины. К его недостаткам следует отнести сложность и громоздкость конструкции, а также высокую стоимость.

В самоуплотняющемся расширяемом надувном пакере [15] фирмы Weatherford недостатком является сложность конструкции, для активации пакера необходимо применение дополнительного оборудования.

К преимуществам гидравлических, механических и надувных заколонных пакеров следует отнести высокую герметичность контакта уплотнительных

элементов со стенкой скважины, следовательно, повышенную надёжность разобщения пластов и герметизацию заколонного пространства.

К основным недостаткам представленных выше пакеров относится то, что они сложны по конструкции, уменьшают проходное сечение в колонне, имеют высокую стоимость, эффективность их применения с увеличением глубины установки падает, а количество их использования на одной колонне ограничено.

1.3 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием с установкой разобщителя пластов

В институте «ТатНИПИнефть» разработаны техника и технология для управляемой эксплуатации ГС с интервалами пластов различной проницаемости [16]. Эти разработки позволяют селективно воздействовать на объект эксплуатации, раздельно проводить обработку призабойной зоны (ОПЗ), отбор нефти и при необходимости отключать обводненные участки ствола скважины с помощью электроклапанов или механических шторок. Основными задачами технологии являются избирательность обработки в горизонтальном стволе интервалов различной проницаемости, создание локальной депрессии, что позволит вводить в активную разработку низкопродуктивные участки и таким образом повысить КИН [17].

Горизонтальный ствол разделяют на интервалы с высокой и низкой проницаемостью с помощью установки разобщителя пласта длиной 18-20 м с пакерующими элементами. Конструкция расширяемого разобщителя пласта, оснащенного специально подобранными и рассчитанными по числу и объему герметизирующими элементами, которые при расширении разобщителя изолируют затрубное пространство, включая кавернозные участки, за счет их перераспределения по длине и диаметру ствола скважины, представлена на Рисунке 1.6.

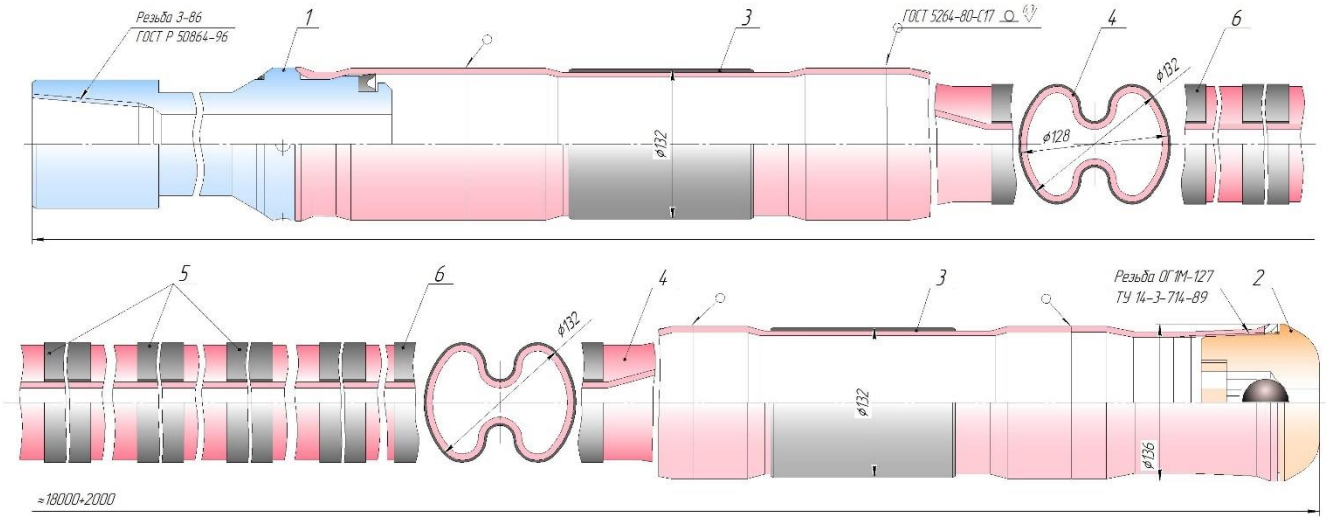


Рисунок 1.6 – Расширяемый разобщитель пласта:

1 – посадочное устройство; 2 – башмак; 3 – уплотнители; 4 – профильные трубы, снабженные деформируемыми герметизирующими элементами из резинобитумной мастики 5 и резины 6

Расширение труб и плотное прижатие уплотнительных элементов к стенкам скважины проводятся вначале гидравлическим давлением, затем развальцевателем с изменяющимся в определенном диапазоне выходом роликов в рабочем положении. После установки разобщителей спускают оборудование с пакерами с проходным каналом, которые устанавливают внутри разобщителя и эксплуатационной колонны, что позволяет герметично разделить продуктивный пласт на отдельные участки. Между пакерами размещают фильтр с механическим клапаном («шторкой»). «Шторки» конструктивно выполнены управляемыми с возможностью механического открытия и закрытия для селективной эксплуатации и изоляции отдельных интервалов горизонтального ствола скважины. Для открытия или закрытия клапанов применяют специальное захватное устройство, которое спускают в скважину на НКТ, гибкой трубе или полых штангах [18].

Преимуществами технологии являются:

– возможность управления «шторками», открывающими фильтры в любой последовательности, что обеспечивает автономные ОПЗ и депрессию на отдельные участки объекта эксплуатации, отключение обводнившегося интервала без капитального ремонта скважины (КРС);

– осуществление одновременно-раздельной добычи;

– надежность разобщения пласта на отдельные участки за счет использования разобщителя длиной 18-20 м.

Наряду с этим у данной технологии также есть недостатки:

– увеличение сроков строительства скважин, связанных с подготовкой ствола скважины и установкой профильных разобщителей;

– применение дорогостоящего оборудования.

1.4 Заканчивание скважин с горизонтальным окончанием с применением набухающих пакеров

Технология разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков с применением набухающих пакеров в последние годы активно развивается [19-24].

В 2000 г. технология применения набухающих эластомеров на современном уровне была разработана исследовательским подразделением компании Shell и в дальнейшем для развития и продвижения этой технологии на мировых рынках была создана дочерняя компания Swellfix. Одновременно с этим технологию начала развивать норвежская компания Easywell, впоследствии приобретенная американской компанией Halliburton. Затем к развитию технологии подключились американские компании TAM International, Baker Oil Tools и другие.

Позднее отечественные компании начали исследования водонабухающих и нефтенабухающих эластомеров и поиском возможностей их применения в конструкциях пакеров для разобщения пластов при креплении скважин [25].

Главными составляющими водонефтенабухающих пакеров являются корпус в виде трубы определенного диаметра с резьбовыми соединениями по концам и установленный на нем резиновый элемент в виде цилиндрического рукава, выполненного из эластичного набухающего материала или включающего элементы набухающего материала. Резиновый элемент может состоять из двух и более раздельных участков, изготовленных из материала, набухающего в заданной скважинной жидкости (например, в нефти или воде).

Существенными достоинствами набухающих пакеров являются:

– отсутствие в их конструкции подвижных частей, что позволяет обойтись без проведения специальных операций и приглашения квалифицированных специалистов по их установке в скважине или применения специального спускного инструмента;

– отсутствие необходимости внешнего механического воздействия, за исключением контакта с инициирующей окружающей средой;

– способность к «самозалечиванию» и восстановлению герметизирующих свойств;

– надежная и необратимая изоляция пластов при строительстве скважин.

Среди недостатков стоит отметить:

– высокую стоимость импортных пакеров на фоне отсутствия конкурентоспособной продукции;

– медленную активацию в холодных скважинах, а также влияние высокой минерализации пластовой воды.

1.5 Анализ строительства и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в ПАО «Татнефть»

Согласно [26] на 01.10.2017 пробурены 1032 ГС и 115 многозабойных скважин (МЗС) и 416 боковых горизонтальных стволов (БГС).

По результатам сопоставления дебитов нефти СГО с окружающими вертикальными скважинами (ВС) можно сделать вывод об эффективности применения СГО, так как начальные дебиты нефти по ГС выше по сравнению с ВС в 2 раза, с МЗС – в 2,5 раза, БГС – в 1,5 раза. Текущие показатели работы СГО также характеризуют эффективность применения, так как дебиты ГС выше дебитов ВС в 2,1 раза, МЗГС – в 2,2 раза, БГС – в 1,4 раза [27; 28].

Таким образом, бурение и эксплуатация СГО в ПАО «Татнефть» и в мире в целом стало одним из важнейших направлений по повышению эффективности

разработки нефтяных месторождений и вовлечению дополнительных запасов нефти [29].

За период с 2010 по 2017 гг. построено и сдано в эксплуатацию 562 ГС. Распределение по основным объектам эксплуатации выглядит следующим образом: терригенный девон и карбон – 18 и 23 % соответственно, турнейский ярус и кизеловский горизонт – 31 % построенных скважин, башкирский ярус и верейский горизонт – 19 %. Наименьшее число объектов у тульского и протвинского горизонтов – 6 и 3 % пробуренных СГО соответственно (Рисунок 1.7).

Как показывает опыт эксплуатации СГО в компании ПАО «Татнефть», наиболее перспективными с точки зрения добывных возможностей являются терригенные отложения девона [30; 31].

Одна из основных проблем нефтедобывающей отрасли связана с обводнением: сегодня в мире из нефтяных скважин добывается в семь раз больше воды, чем нефти. Средний уровень обводненности продукции скважин в России растет примерно на 2 % в год и в настоящее время уже превысил 80 %, а на отдельных месторождениях этот показатель достигает 95-98 % [32].

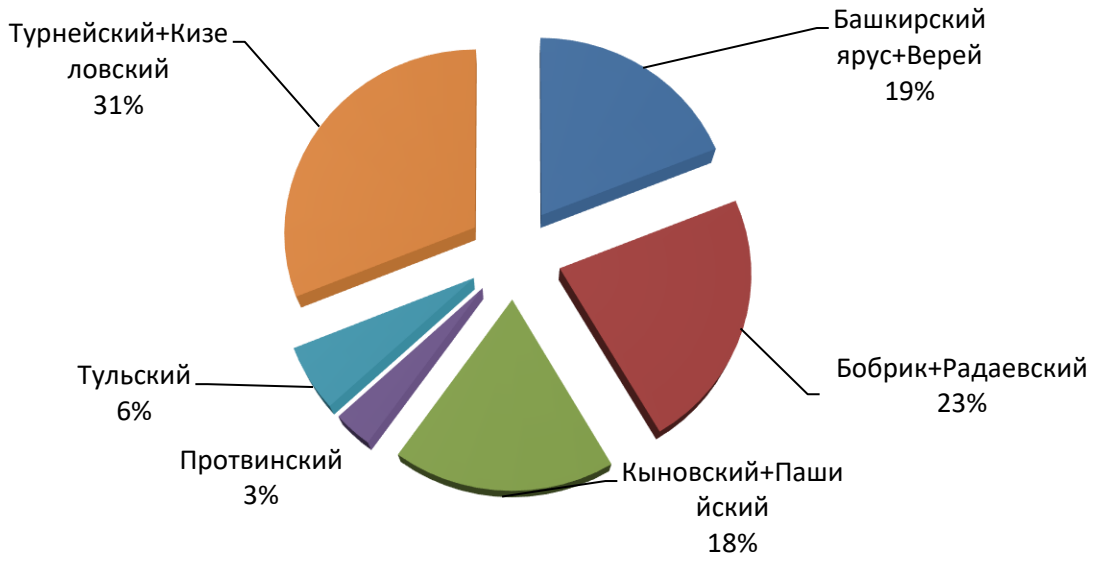


Рисунок 1.7 – Распределение СГО по объектам

Ниже представлены данные по обводнению продукции в первый год эксплуатации СГО по основным объектам добычи, построенных за период с 2010 по 2017 гг. в ПАО «Татнефть».

Средняя обводненность скважин на кыновско-пашийские отложения за первый год эксплуатации – 38,6 %. Из 101 скважины 8 работают с обводненностью продукции около 90 %.

Средняя обводненность продукции скважин на терригенные отложения бобриковского горизонта за первый год эксплуатации – 30,2 %. Из 123 скважин 29 работают с обводненностью продукции выше 90 %, на 4 скважинах были проведены водоизоляционные работы (ВИР).

Средняя обводненность продукции скважин на верей-башкирские отложения за первый год эксплуатации – 13,5 %. Из 104 скважин 17 работают с обводненностью продукции выше 90 %, на 8 скважинах были проведены ВИР.

Средняя обводненность продукции скважин на турнейские и кизеловские отложения за первый год эксплуатации – 14,6 %. Из 172 скважин 9 работают с обводненностью продукции выше 80 %, на 8 скважинах были проведены ВИР.

Анализ показывает, что в зависимости от объекта эксплуатации до 26 % скважин обводняются в первые 12 месяцев эксплуатации, на 4 % скважин были проведены ВИР, 0,8 % остановлены для перевода в системы поддержания пластового давления (ППД) или пьезометрический фонд. А средняя обводненность горизонтальныхз скважин, пробуренных на все пласты, через 3,5 года эксплуатации составляет 82-89 %, против обводненности в период ввода в эксплуатацию, равной 17-20 % [33]. Таким образом, динамика обводнения добываемой продукции подтверждает необходимость разобщения пластов на этапе строительства горизонтального ствола.

Выводы к главе 1

Анализ технологий заканчивания СГО в ПАО «Татнефть» показал:

1. Наиболее часто применяемые конструкции забоя скважины – открытый ствол или нецементируемый обсадной хвостовик – 69 % из общего количества строительства СГО. Объясняется это прежде всего геологическими условиями – устойчивыми карбонатными коллекторами.

2. Средний коэффициент качества цементированных хвостовиков диаметром 114 мм в новых скважинах составляет 0,79. При этом лишь у 60 % скважин коэффициент выше 0,8.

3. Анализ динамики эксплуатации СГО показывает, что в зависимости от объекта до 26 % скважин обводняются в первые 12 месяцев эксплуатации, что снижает эффективность эксплуатации СГО.

4. Эффективной, но технологически сложной конструкцией СГО является установка профильных разобщителей пластов с последующим спуском обсадного хвостовика с механическими или электрическими клапанами.

5. Наиболее экономически выгодным и технологически несложным вариантом заканчивания СГО с разобщением пластов является применение обсадного хвостовика с набухающими пакерами, разделяющими горизонтальный ствол на сегменты.

6. Существует необходимость разработки отечественного состава водонабухающего эластомера и конструкции набухающего пакера для горизонтальной скважины, повышающих эффективность освоения путем селективного разобщения горизонтального ствола на отдельные сегменты или отключения интервалов водопритока в процессе ремонта скважины.

ГЛАВА 2. МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОДОНАБУХАЮЩИХ СОСТАВОВ И РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННОГО СОСТАВА

2.1 Методика подбора полимера для изготовления водонабухающего состава

Для подбора суперабсорбирующего полимера применена методика исследования равновесного водопоглощения [34]. Метод основан на измерении массы полимера до и после контакта с водой.

Средства измерений, вспомогательные устройства и материалы:

– весы лабораторные по ГОСТ 24104-2001 2-го класса точности с наибольшим пределом взвешивания 200 г и 3-го класса точности с наибольшим пределом взвешивания 500 г;

– цилиндр 1-250-2 по ГОСТ 1770-74;

– стакан В-1-250 по ГОСТ 25336-82;

– воронка В-75-100 по ГОСТ 25336-82;

– колба КН 1-250 по ГОСТ 25336-82;

– вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72;

– фильтровальная ткань (сетка) 20х20 см с номинальным размером отверстий 195 мкм по ГОСТ 4403-91.

Навеску порошкообразного полимера массой 0,1±0,01 г или навеску измельченного гидрогеля массой 0,3±0,01 г взвешивают с точностью до четвертого десятичного знака и помещают в сухой стакан. Отмеряют 200 см^3 дистиллированной воды с помощью цилиндра и переливают в стакан с навеской. Закрывают стакан полиэтиленовой пленкой и оставляют на 18 часов при комнатной температуре. По истечении времени содержимое стакана фильтруют через фильтровальную ткань, помещенную в воронку. Вода стекает в колбу. Для полноты отделения воды набухшую полимерную массу держат в воронке около 1 часа, периодически встряхивая. По окончании отделения воды фильтровальную ткань с полимером взвешивают, результат в граммах записывают с точностью до

второго десятичного знака, затем взвешивают фильтровальную ткань без полимера.

Равновесное водопоглощение (X) полимера в граммах воды на грамм полимера вычисляют по формуле (1):

$$X = \frac{m_1 - m_2}{m}, \quad (1)$$

где m_1 – масса полимера и мокрой фильтровальной ткани после контакта с водой, г;

m_2 – масса влажной фильтровальной ткани, г;

m – масса навески, взятой на измерение, в пересчете на 100 % нелетучих веществ, г.

За результат измерения принимают среднее арифметическое трех параллельных измерений. Степень округления результата измерения 1 г/г.

2.2 Методика определения динамики набухания эластомера

2.2.1 Методика определения динамики объемного набухания эластомера

Средства измерений, вспомогательные устройства и материалы:

– стакан В-1-500 по ГОСТ 25336-82;

– вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72;

– штангенциркуль по ГОСТ 166-89.

Изготавливают три образца водонабухающего эластомера в виде цилиндров диаметром 28 мм и высотой 10 мм, проводят контрольные замеры габаритных размеров штангенциркулем. После чего образцы помещают в стаканы с дистиллированной водой и водой с различной степенью минерализации при всестороннем доступе жидкости. Далее в течение 7 суток производят замеры габаритных размеров через каждые 24 часа: замер диаметра в двух взаимно перпендикулярных направлениях, замер высоты. Таким образом, фиксируется динамика изменения объема образца водонабухающего эластомера.

2.2.2 Методика определения динамики одномерного набухания в ограниченном пространстве

Поскольку в скважинных условиях набухание происходит только в радиальном направлении и доступ жидкости лишь к одной поверхности, разработана следующая методика [35,36].

Для исследования динамики одномерного набухания эластомера использован прибор – тестер определения набухаемости глинистых сланцев компании OFITE. С его помощью можно выполнять исследования взаимодействия между водными флюидами, находящимися в движении, и образца водонабухающего состава (ВНС) при заданных условиях с высокой точностью. Тестер показывает изменения при взаимодействии флюида и образца как за короткое (0-5 минут), так и за длительное время (>350 минут). Общий вид тестера представлен на Рисунке 2.1.

Рисунок 2.1 – Тестер определения набухаемости глинистых сланцев OFITE

Порядок работы на тестере. Изготавливают четыре образца водонабухающего состава в виде цилиндров диаметром 28 мм и высотой 10 мм, проводят контрольные замеры габаритных размеров штангенциркулем и взвешивают. Цилиндрический образец ВНС помещают в цилиндрическую ячейку (Рисунок 2.2), выше и ниже образца внутри ячейки расположены сетки (Рисунок 2.3). В цилиндр с образцом заливают жидкость (воду, солевой раствор, пластовую воду), которая перемешивается магнитной мешалкой.

Рисунок 2.2 – Ячейка тестера

Дифференциальный преобразователь продольного удлинения (ДППУ) измеряет набухание образца в вертикальном направлении с точностью до 0,1 %, и эта информация затем сохраняется как временная функция через систему обработки информации (Рисунок 2.4). Программное обеспечение SWELLMETER II регистрирует значение продольного набухания образца каждые 20 минут.

Рисунок 2.3 – Цилиндр с брикетом

Рисунок 2.4 – ДППУ, магнитная мешалка, цилиндр в сборе

Таким образом, набухание эластомера происходит в вертикальном направлении. Прибор фиксирует изменение высоты цилиндрического образца каждые 20 минут в течение 8 суток. После 8 суток набухания образцы извлекались из ячеек для замера изменения массы и габаритных размеров. По данным прибора можно судить о степени набухания эластомера в водных растворах с различной степенью минерализации.

2.3 Методика оценки долговечности набухающей пакерной резины

Методика разработана на основе [37] совместно со специалистами Казанского государственного архитектурно-строительного университета. Следует отметить, что, хотя в научной литературе достаточно много сведений о старении резин в условиях воздействия эксплуатационных факторов [38-41], в основном уделяется внимание резинотехническим изделиям, при воздействии ультрафиолетовой радиации и термосветоозонного старения при незначительных уровнях нагрузки, в то время как информация о процессах старения резиновых изделий в набухшем состоянии при различных температурах, но без доступа ультрафиолета, а также методиках, моделирующих условия эксплуатации пакеров, в литературных источниках практически отсутствует.

Факторами старения ВНП в настоящей методике являются: температура, вода и механическое напряжение. Испытания проводятся в два этапа.

Первый этап включает проведение ускоренных сравнительных испытаний образцов цилиндрической формы размерами 10х10 мм, вырезанных из ВНП после их термостатирования в воздушно-сухих условиях в интервале температур от 20 до 125°С в течение 35 суток и установлении сравнительной оценки стойкости ВНП к термическому воздействию по изменению характерных показателей старения.

Второй этап включает проведение ускоренных стендовых испытаний исследуемых ВНП на стойкость к воздействию эксплуатационных факторов в водонасыщенном состоянии в интервале температур от 20 до 100°С в течение 14 суток и установлении сравнительной оценки стойкости ВНП к указанному воздействию по изменению характерных показателей старения.

Для первого этапа испытаний показателями старения выбраны следующие характеристики эластомера: масса, твердость, величина остаточной деформации, величина кратковременного статического сжатия, статический модуль упругости при сжатии и наиболее значимый для пакера контролируемый показатель – степень набухания. Описание приведено в Таблице 2.1. Для второго этапа испытаний показателем старения стало напряжение, возникающее в процессе выдавливания

набухшего в воде пакера из трубы, имитирующей ствол скважины соответствующего диаметра.

Таблица 2.1 – Показатели старения

Контролируемые параметры	Влияние контролируемых параметров на работоспособность пакера
Масса	Интенсивное изменение указанных параметров в процессе термического старения говорит о деструктивных процессах, протекающих в эластомере и, как следствие, невысокой долговечности
Твердость	
Статический модуль упругости	
Остаточная деформация	
Степень набухания	Наиболее значимый показатель, характеризующий работоспособность пакера. Высокая степень набухания эластомера обеспечивает ему герметизирующие свойства от гидропрорыва

Образцы эластомера цилиндрической формы размерами 10х10 мм вырезали из ВНП в соответствии с ГОСТ 28588.1-90 [42]. Режимы подготовки образцов не должны вызывать в ВНП структурных изменений. Учитывая, что толщина заготовки более 4 мм, для изготовления образцов принят метод резки вращением с последующим торцеванием горизонтальных поверхностей. После вырезания образцов из заготовки высотой от 14 до 16 мм они плотно фиксировались в отверстии специально подготовленной пластины толщиной 10±0,5 мм. Излишки резины с обеих сторон пластины срезались ножом. В результате обеспечивались заданная высота и параллельность оснований у цилиндрических образцов. Полученные показатели старения образцы разработанного ВНП сравнивались с импортным аналогом.

Для проведения термостатирования использовались печи типа СНОЛ – 3,5.3,5.3,5/3 – М2 У4,2 с максимальной рабочей температурой 350°С. Размеры образцов определяли с точностью 0,01 мм с использованием микрометра в виде индикатора часового типа ИЧ 10, 0,01. Для определения массы использовались

весы ЛВ-210А с точностью измерения 0,0001 г. Объем образцов после набухания определяли по объему вытесненной образцом воды с использованием стеклянных мерных сосудов с ценой деления шкалы 1 мл. Твердость оценивали на твердомере ТШМ-2 (Рисунок 2.5) при нагрузке 1 кгс с использованием в качестве наконечника шарика диаметром 5 мм. Испытание на сжатие проводили на разрывной машине с использованием реверса (Рисунок 2.6).

Рисунок 2.5 – Твердомер ТШМ-2

Рисунок 2.6 – Универсальная машина ИР 5082

2.4 Анализ водонабухающих составов

В большинстве случаев для герметизации стыков в различных сферах строительства и других областях техники широко применяются упругие резиновые прокладки, расширяющиеся при контакте с различными жидкими средами в результате ограниченного набухания. Уплотнение конструкций с помощью набухающих резинотехнических изделий упрощает, ускоряет и удешевляет монтажные работы, продлевает срок эксплуатации узлов механизмов. Уплотнители такого типа из набухающей резины обычно изготавливают на основе каучуков, сшитых с помощью различных вулканизирующих систем [43; 44].

В результате проведенного информационного поиска патентной документации [45-51] выявлено, что среди разработок, посвященных созданию составов для набухающего пакера и набухающих эластомеров, преимущество отдается эластомерным композициям, включающим сшиваемый эластомер или смесь сшиваемых эластомеров (различные каучуки), суперабсорбирующие полимеры, вулканизующую систему (различные пероксиды, сера), армирующие термостойкие добавки (волокна), порообразователи (карбонаты щелочно-земельных металлов), наполнители (цемент, глина и другие). В качестве суперабсорбирущих полимеров используют полимеры химически и радиационно сшитые. В основном применяют химически сшитые суперабсорбирующие полимеры.

Часть изобретений описывает негативное присутствие только суперабсорбирующих полимеров в эластомерной композиции, т.к. эластомеры, набухающие в воде за счет применения САП (суперабсорбирующие полимеры), не обладают длительной физической прочностью. Объясняют это тем, что отсутствует химическая совместимость между суперабсорбирующим полимером и эластомером, и частицы САП, вводимые первоначально в эластомер, стремятся переместиться на поверхность эластомера и в водную фазу. В результате этого резина набухает неравномерно. Для решения данной проблемы предлагают:

– вводить САП в сочетании с химически активными наполнителями. Преимуществом такого варианта является то, что САП будут поглощать большое количество воды, а эта вода, в свою очередь, будет контактировать с активными наполнителями, в результате чего увеличится скорость реакции и, соответственно, скорость набухания наполнителей. Химически активные наполнители обеспечивают и набухание, и упрочнение материала, и, соответственно, его длительную физическую прочность;

– увеличить плотность ионизации базового эластомера в процессе вулканизации за счет включения ионных групп металлов в эластомерную сетку в процессе вулканизации. Такие сетки образуются, когда в качестве

совулканизующего реагента используются металлосодержащие органические соединения или неорганические соединения (Si, BN, Ge и др.) в сочетании с традиционными вулканизующими системами, такими как пероксид, сера или донор серы. Подобные совулканизующие реагенты можно использовать отдельно, либо в комбинации. В результате этого ионный потенциал обуславливается не только суперабсорбирующими полимерами, но также базовым эластомером и вулканизованной сеткой. Более высокая плотность ионизации системы молекулярных цепей эластомера после вулканизации способствует увеличению химического потенциала базового эластомера и самой вулканизованной системы так, что она быстрее будет привлекать воду и водные растворы с высокой концентрацией ионов при снижении или сведению к минимуму дозировки суперабсорбирующих полимеров.

В целях повышения набухания эластомеров большинство изобретений описывает добавление небольшого количества карбонатов щелочно-земельных металлов (кальцинированная сода).

При добавлении наполнителей и САП отмечается, что кинетика набухания также зависит от размера частиц. Чем больше размер частиц, тем больше времени требуется для набухания. При повышении количества САП такие параметры, как степень поглощения воды, скорость поглощения воды, увеличиваются.

Отмечается также, что, меняя линейные полимеры или полимеры с разветвленной цепью с остаточной этиленненасыщенностью (называемые также «базовыми эластомерами»), можно варьировать степень набухания в углеводородной среде. Следовательно, если применяются базовые эластомеры, такие как нитрил или гидрированный акрилонитрил-бутадиен-каучук или другие полимеры, устойчивые к нефтенабуханию, либо с малеиновой кислотой, либо со смесью малеиновой кислоты и карбонатом натрия, то эластомер приобретает водонабухаемые свойства, но при этом достаточно устойчив к набуханию в нефтяной среде.

При изготовлении водонабухающих элементов применяют разную плотность сшивки (при вулканизации) вдоль толщины элемента за счет изменения состава сшивающего агента (вулканизующая система) и концентрации сшивающего агента.

Исходя из имеющихся на рынке водопоглощающих полимеров, а также каучуков, выбран и исследован ряд компонентов. Ниже описаны результаты исследований полимеров и резино-полимерных смесей при набухании в различных условиях, возникающих в нефтедобывающих скважинах.

2.5 Исследование полимеров, каучуков и сшивателей для разработки водонабухающей пакерной резины

При разработке водонабухающего эластомера были использованы следующие водопоглощающие полимеры: ДР9-8177, В-105, В-210, В-415, В-615, В-820, В-50Э [52], Праестол марок 853ВС, 2500,2510 [53], Натрий-карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) [54].

В пресной воде и в водных растворах солей разной минерализации при использовании в рецептах водонабухающего эластомера полимеров марок ДР9-8177, В-105, В-210, В-415, В-615, В-820, Праестол марок 853ВС, 2500, 2510, КМЦ наблюдается «выцветание» водопоглощающего ингредиента в жидкость, при этом вокруг образца образуется оболочка из густого геля, затрудняющая дальнейший доступ воды к поверхности образца.

Для дальнейшей разработки выбрано два наиболее стабильных полимера акрилового ряда марки В-415 и В-50Э (Рисунок 2.7). Образцы ВНС с данными полимерами исследовались при объемном набухании. В Таблицах 2.2, 2.3 представлены результаты замеров при набухании образцов в течение 7 суток в пресной воде.

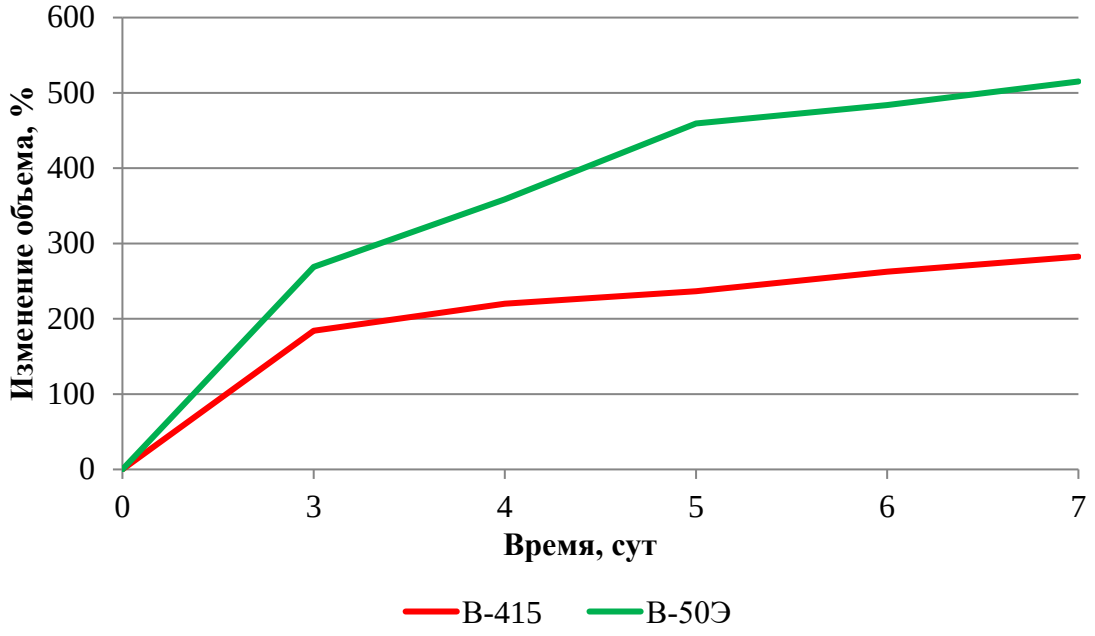


Рисунок 2.7 – Динамика объемного набухания образцов полимера акрилового ряда при всестороннем контакте с дистиллированной водой

Таблица 2.2 – Результаты замеров габаритных размеров и расчета изменения объема образца ВНС с полиакриламидом марки В-415

Время, сут	d_1, мм	d_2, мм	$d_{ср}$, мм	h, мм	V, мм³	%
Режим вулканизации образцов 143 ºС×30 мин						
0	28,00	28,00	28,00	10,0	6154,4	0
3	37,00	36,50	36,75	16,5	17493,2	184,2
4	39,00	39,00	39,00	16,5	19700,8	220,1
5	40,00	40,00	40,00	16,5	20724,0	236,7
6	41,00	42,00	41,50	16,5	22307,4	262,5
7	42,00	42,00	42,00	17,0	23540,6	282,5

Таблица 2.3 – Результаты замеров габаритных размеров и расчета изменения объема образца ВНС с полиакриламидом марки В-50Э

Время, сут	d_1, мм	d_2, мм	$d_{ср}$, мм	h, мм	V, мм³	%
Режим вулканизации образцов 143 ºС×30 мин						
0	28,00	28,00	28,00	10,0	6154,4	0
3	39,50	43,00	41,25	17,0	22707,4	269,0
4	41,50	45,50	43,5	19,0	28222,9	358,6
5	45,00	47,50	46,25	20,5	34422,9	459,3
6	45,50	49,00	47,25	20,5	35927,5	483,8
7	46,50	50,50	48,50	20,5	37853,6	515,1

Так как полимеры акрилового ряда не устойчивы при высоких температурах (более 100 ^{0}С), параллельно проводилась работа по проверке устойчивости выбранных полиакриламидов к воздействию температур от 80 до 151 ºС

(максимальная температура вулканизации). Результаты испытаний приведены в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Равновесное водопоглощение в дистиллированной воде, г/г

Марка полимера	Равновесное водопоглощение, г/г					
	Норма по ТУ	Без обработки	80 ºС 300 мин	120 ºС 60 мин	143 ºС 40 мин	151 ºС 30 мин
В-50Э	30	114	111	110	104	84
В-415	400	484	485	523	596	682

По результатам испытаний определено, что:

1) равновесное водопоглощение полиакриламида марки В-50Э с повышением температуры незначительно падает;

2) равновесное водопоглощение полиакриламида марки В-415 с повышением температуры увеличивается.

По результатам исследований для изготовления водонабухающих пакеров выбран полиакриламид марки В-50Э производства ООО «АКРИПОЛ» (г. Саратов). Полимер не покидает матрицу эластомера при набухании, имеет высокую степень увеличения объема в пресной воде.

При разработке водонабухающего состава были использованы каучуки марок БНКС-АМН, СКМС-30АРКМ-15, СКИ-3, СКЭПТ-60ДЦПД. При использовании каждой марки каучука подбиралась вулканизующая группа, наполнители, а количество полиакриламида не менялись. Изучение динамики набухания образцов при всестороннем доступе пресной воды позволило выбрать каучук для изготовления эластомера. Динамика набухания образцов с использованием разных марок каучуков и одинаковым содержанием наполнителей и полиакриламида марки В-50Э приведена в Таблицах 2.5-2.8 и на Рисунке 2.8.

Таблица 2.5 – Результаты замеров габаритных размеров и расчета изменения объема образца ВНС на основе каучука марки БНКС-28АМН

Время, сут	d_1, мм	d_2, мм	$d_{ср}$, мм	h, мм	V, мм³	Изменение объема, %
0	50,00	50,00	50,00	5,50	10793,75	0,0
1	64,00	62,00	63,00	9,00	28040,99	159,79
2	85,00	85,00	85,00	10,00	56716,25	425,45
3	97,00	97,00	97,00	11,00	81246,72	652,72
6	108,00	109,00	108,50	12,00	110894,60	927,40
7	110,00	110,00	110,00	12,5	118731,25	999,99
8	112,00	111,00	111,50	13,5	131750,77	1120,62

Таблица 2.6 – Результаты замеров габаритных размеров и расчета изменения объема образца ВНС на основе каучука марки СКМС-30АРКМ-15

Время, сут	d_1, мм	d_2, мм	$d_{ср}$, мм	h, мм	V, мм³	Изменение объема, %
0	50,00	50,00	50,00	5,50	10793,75	0,0
1	57,00	56,00	56,50	9,00	22553,25	108,95
2	68,00	68,00	68,00	9,50	34483,48	219,48
3	75,00	76,00	75,50	9,50	42509,61	293,84
6	83,00	83,00	83,00	10,00	54078,65	401,02
7	87,00	87,00	87,00	11,50	68329,15	533,04
8	94,00	94,00	94,00	12,50	86703,25	703,27

Таблица 2.7 – Результаты замеров габаритных размеров и расчета изменения объема образца ВНС на основе каучука марки СКИ-3

Время, сут	d_1, мм	d_2, мм	$d_{ср}$, мм	h, мм	V, мм³	Изменение объема, %
0	50,00	50,00	50,00	5,50	10793,75	0,0
1	53,00	53,00	53,00	8,00	17640,52	63,43
2	57,00	57,00	57,00	8,50	21678,95	100,84
3	65,00	64,00	64,50	9,00	29392,16	172,30
6	71,00	71,00	71,00	9,50	37593,25	248,29
7	85,00	85,00	85,00	10,50	59552,06	451,72
8	90,00	91,00	90,50	11,50	73937,48	585,00

Таблица 2.8 – Результаты замеров габаритных размеров и расчета изменения объема образца ВНС на основе каучука марки СКЭПТ-60ДЦПД

Время, сут	d_1, мм	d_2, мм	$d_{ср}$, мм	h, мм	V, мм³	Изменение объема, %
0	50,00	50,00	50,00	5,50	10793,75	0,0
1	51,00	51,00	51,00	6,00	12250,71	13,48
2	54,00	54,00	54,00	8,00	18312,48	69,65
3	58,00	58,00	58,00	10,00	26407,40	144,65
6	63,00	63,00	63,00	10,00	31156,65	188,65
7	68,00	68,00	68,00	10,00	36298,40	236,29
8	73,00	73,00	73,00	10,00	41832,65	287,56

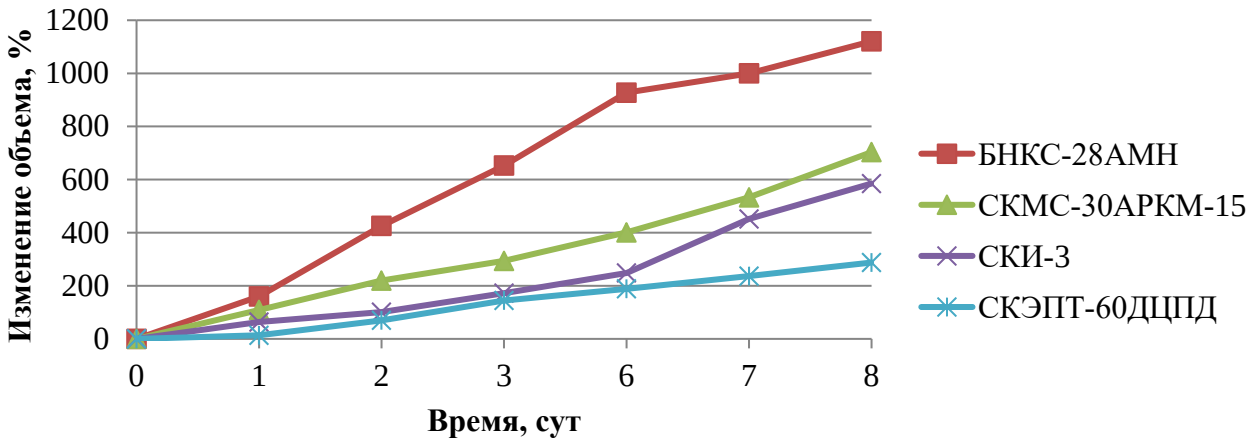


Рисунок 2.8 – Динамика изменения объема образцов на основе каучуков разной марки при всестороннем контакте с дистиллированной водой

Образцы на основе бутадиен-нитрильного каучука марки БНКС-28АМН имеют наибольшую степень набухания при одинаковом содержании водопоглощающего полимера.

В качестве вулканизующей группы использована сера молотая для резиновых изделий и каучуков по ГОСТ 127.4-93, ускоритель серной вулканизации высокой активности сульфенамид CBS, активатор вулканизации – жженая магнезия по ГОСТ 844-79. В качестве наполнителей использован мел марки МТД по ТУ 5743-020-05346453-2008, углерод технический марки П-803 по ГОСТ 7885-86. В качестве минерального волокна использован гидрофильный силикат магния по ГОСТ 12871-93. В качестве пластификатора использован битум нефтяной по ГОСТ781-78.

Содержание набухающего полимера в рецептуре ВНС выбрано таким образом, чтобы добиться максимального набухания эластомера и при этом сохранить целостность резиновой матрицы. Таким образом, в ходе исследований оптимальным содержанием полимера В-50Э принято 450÷500 на 100 массовых единиц каучука марки БНКС-28АМН [55]. Общий состав представлен в Таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Рецепт водонабухающего состава

Наименование ингредиентов	Масс.ч.
Каучук м. БНКС-28 АМН	100,0
Сера	1,3
CBS	0,7
Магнезия жженая	10,0
Мел	40,0
Углерод технический м. П-803	3,0
Полиакриламид м. В-50Э	450÷500
Асбестовое волокно	20,0
Рубракс	16,6

2.6 Исследование водонабухающих составов в пластовых водах различной минерализации

Для первоначального этапа исследования ВНС были созданы модели пластовых вод, имитирующие общую минерализацию воды для основных продуктивных горизонтов месторождений ПАО «Татнефть» (Таблица 2.10).

Согласно методике, образцы ВНС размещались в ячейках с представленными моделями пластовых вод. График одномерного набухания в зависимости от общей минерализации представлен на Рисунке 2.9. Начальные и конечные габаритные размеры, и объем образцов представлены в Таблице 2.11 и на Рисунке 2.10.

Таблица 2.10 – Модели пластовых вод

Модель пластовой воды	Содержание солей, г/л			
	NaCl	$CaCl_2$	Na_2SO_4	Сумма
№ 1, плотность 1160 кг/м^3	190	60	-	250
№ 2, плотность 1100 кг/м^3	150	30	-	180
№ 3, плотность 1060 кг/м^3	67	33	-	100
№ 4, плотность 1030 кг/м^3	30	-	10	40

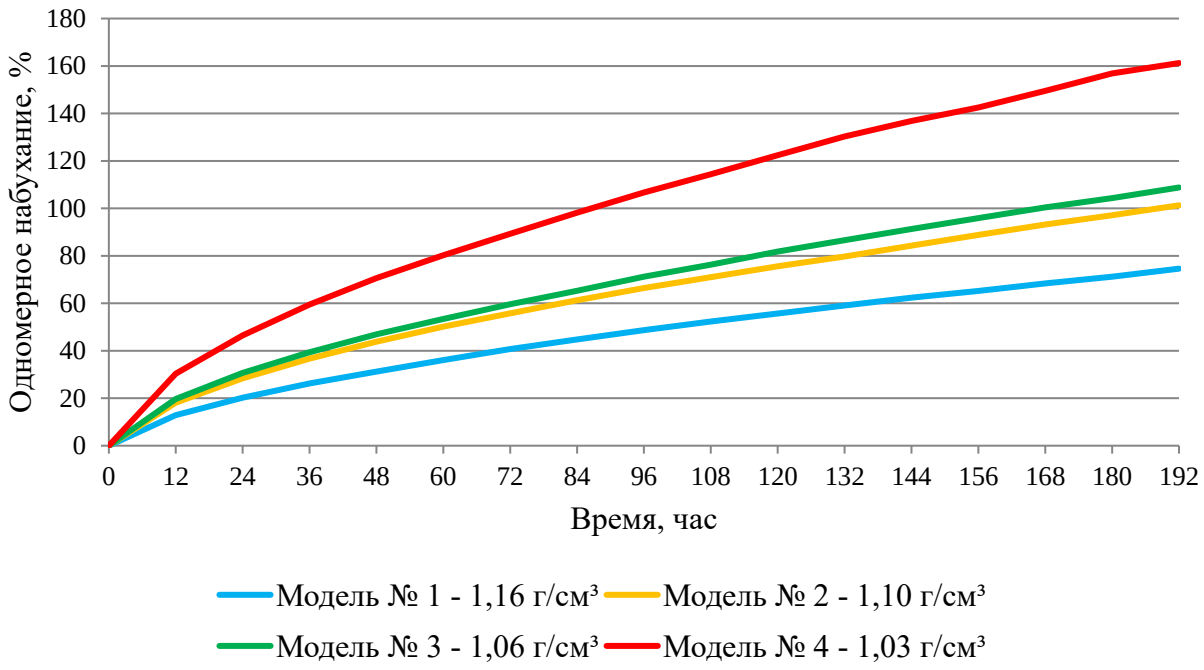


Рисунок 2.9 – Динамика одномерного набухания образцов водонабухающей смеси в различных моделях пластовых вод

Таблица 2.11 – Изменение габаритных размеров и массы образцов ВНС

Время, сут.	Масса, г	Диаметр, мм	Высота, мм	Объем, мм^3	Увеличение объема, %	Увеличение массы, %
Модель воды № 1						
0	7,51	27	10,79	6174,7	100,5	127,4
8	17,08	28	20,1166	12380,6		
Модель воды № 2						
0	7,63	27	10,73	6140,4	136,5	154,8
8	19,44	28	23,6	14524,4		
Модель воды № 3						
0	7,82	27	10,72	6134,7	138,5	149,4
8	19,5	28	23,77	14629,0		
Модель воды № 4						
0	7,59	27	10,43	5968,7	148,2	200,5
8	22,81	28	24,07	14813,6		

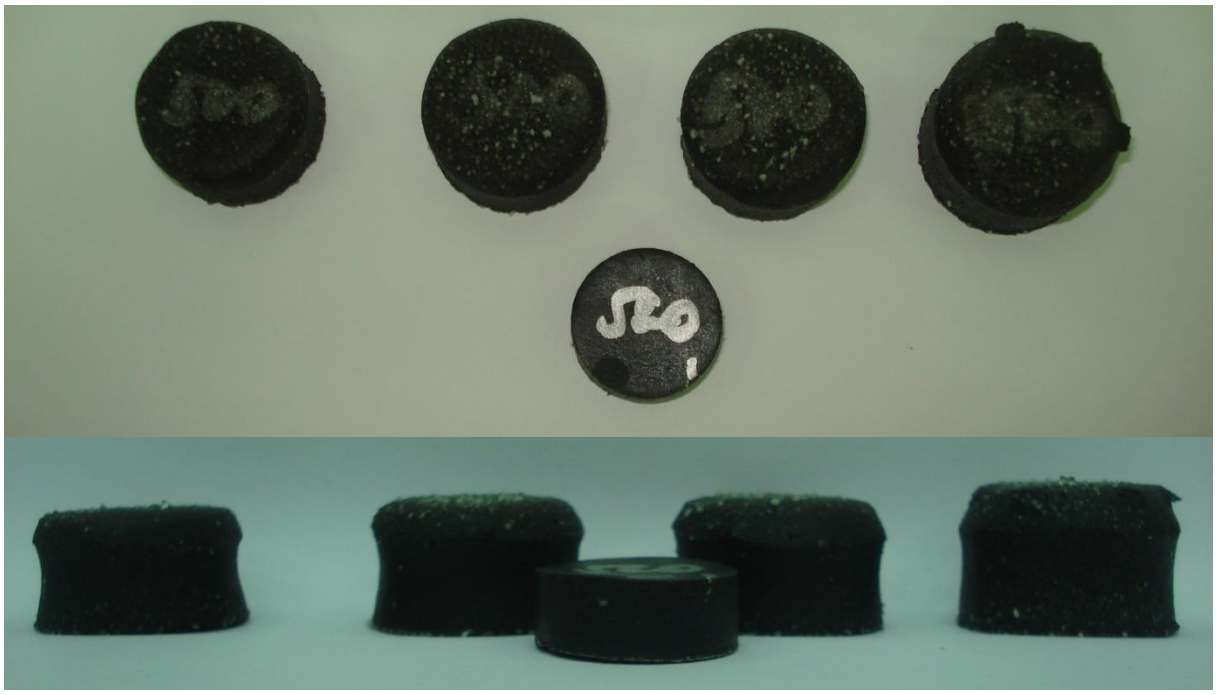


Рисунок 2.10 – Образцы водонабухающей резины после 8 суток выдержки в моделях пластовых вод в сравнении с исходным вариантом

Для детализации влияния различных хлоридов проведены лабораторные исследования одномерного набухания эластомера, результаты изображены на Рисунке 2.11. Согласно графику определяется зависимость между однозарядными (Na^+, K^+) и двухзарядными катионами (Ca^{2+}, Mg^{2+}). В воде в присутствии вышеперечисленных электролитов набухание эластомера уменьшается. Причем наименьшее влияние на набухание оказывают одновалентные катионы.

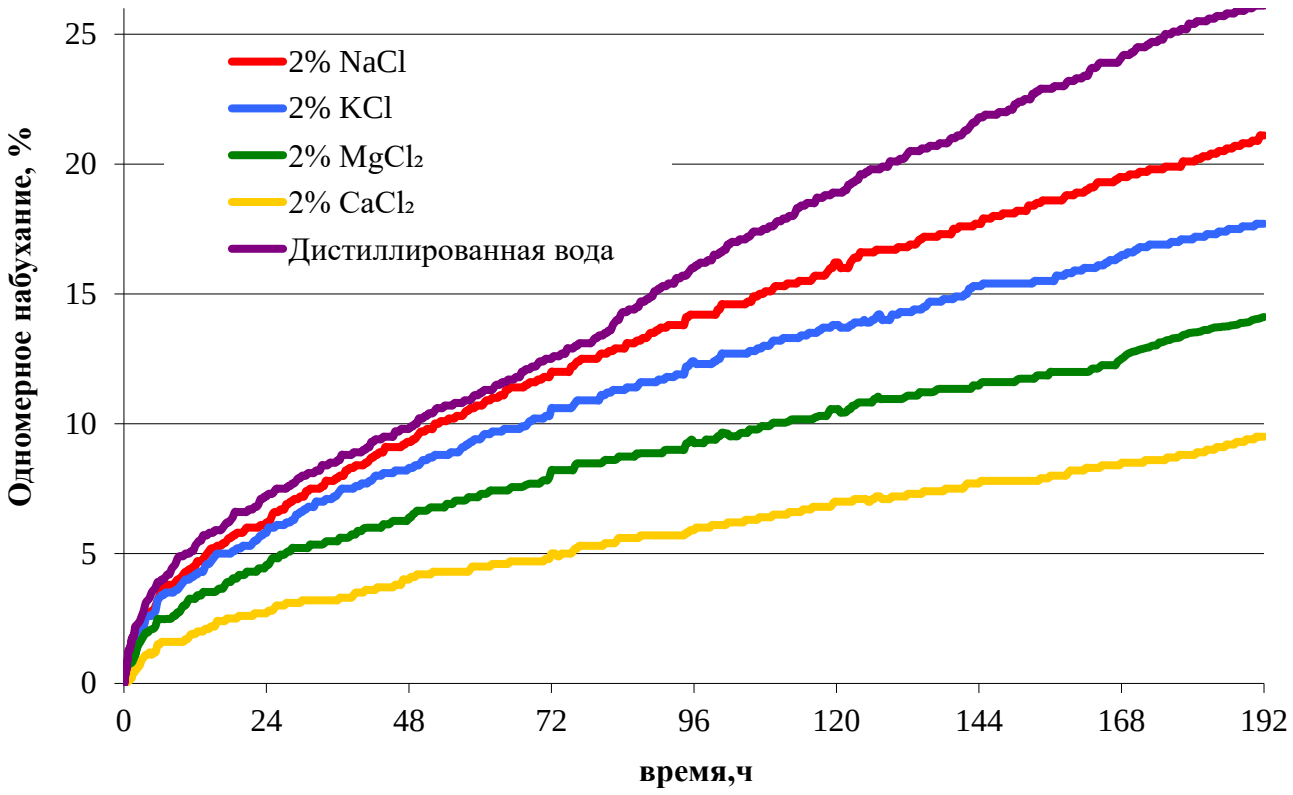


Рисунок 2.11 – Динамика одномерного набухания образцов водонабухающей смеси в различных хлоридах по сравнению с дистиллированной водой

Для определения влияния температуры на степень набухания в лаборатории крепления скважин института «ТатНИПИнефть» проведены дополнительные исследования ВНС при различных температурах в пресной воде. Как видно из Рисунка 2.12, температура среды набухания является также важным параметром наряду с минерализацией, влияющим на степень набухания.

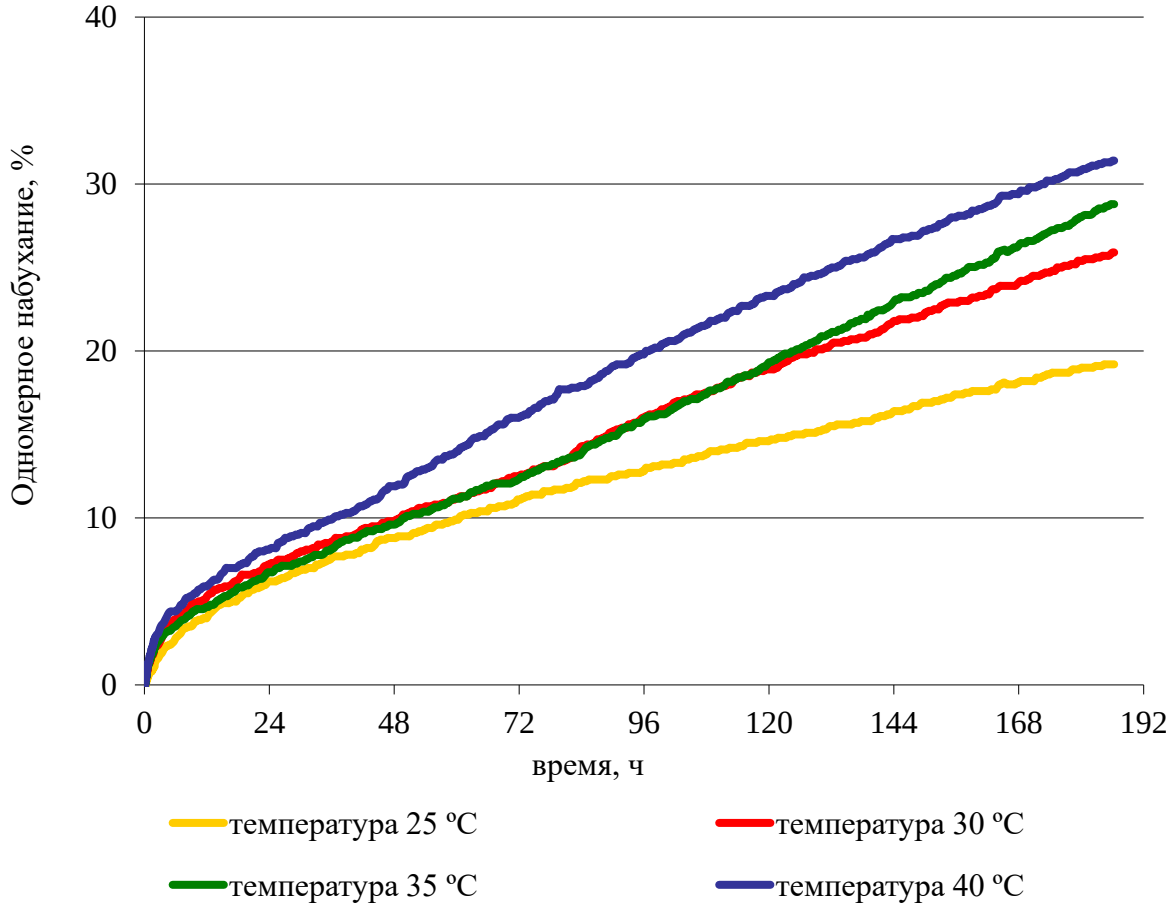


Рисунок 2.12 – Динамика одномерного набухания образцов водонабухающей смеси в дистиллированной воде в зависимости от температуры

На Рисунке 2.13 представлена динамика набухания образцов водонабухающего эластомера с набуханием в пресной воде в течение 24 часов и с последующей заменой на пластовые воды основных продуктивных горизонтов: пашийских и бобриковских терригенных отложений, карбонатных отложений различной минерализации и плотности. Как видно на графике, наблюдается незначительное снижение линейного набухания после замены пресной жидкости на пластовую. В дальнейшем динамика набухания значительно снижается.

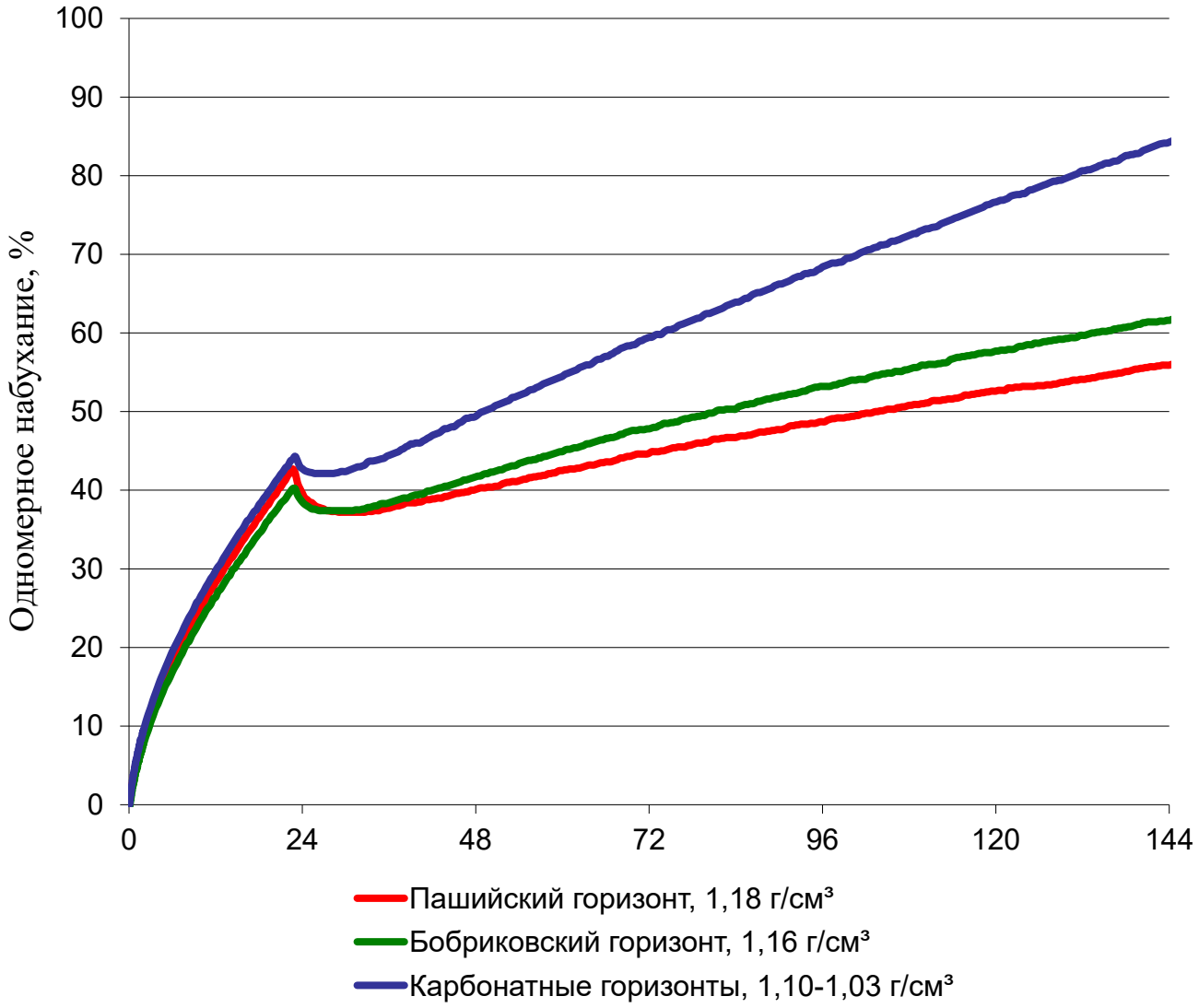


Рисунок 2.13 – Динамика линейного набухания образцов ВНС в пластовых водах после предварительного набухания в течение 24 часов в пресной воде

2.7 Исследование стойкости водонабухающих составов в технологических жидкостях

Так как в процессе освоения и эксплуатации скважины применяются различные технологические жидкости с целью интенсификации добычи нефти, в частности соляно-кислотные обработки призабойной зоны, проведены исследования по определению стойкости водонабухающего эластомера в кислотном составе.

В исследованиях применен поверхностно-активный кислотный состав (ПАКС):

– соляная кислота HCl (22-25 % водный раствор) – 90 %;

– поверхностно-активное вещество (МЛ-81Б, ФЛЭК и др.) – 2 %;

–кубовые остатки бутиловых спиртов или изопропиловый спирт – 3 %;

– деэмульгатор водорастворимый – 2 %;

– уксусная кислота не менее 80 %-ной концентрации – 3 %.

Время выдержки в пресной и пластовой воде составляет 6 суток, время реагирования с ПАКС – 4 часа, последующее время – 8 суток – в пластовой воде. Образец пластовой жидкости – вода со скважины 37816г из протвинского горизонта залежи 302, химический анализ представлен в Таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Химический анализ пластовой воды

Плотность, г/см^3	SO_4 г/л	SO_4 мг.экв/л	Cl-(Na+K)/Mg	(Na+K)/Cl	Ca/Mg	SO_4/Cl	pH	Минерализация, г/л
1,015	5,8334	121,451	-1,57	1,17	1	0,3374	7,84	30,7734

По результатам испытаний влияния кислотного состава ПАКС на резину выявлено:

– после выдержки резины 6 суток в различных водах увеличение объема происходит на 571,9 % в пресной воде и на 311 % в пластовой воде;

– при последующей выдержке в кислотном растворе ПАКС образец, набухающий в пресной воде, сжимается, потеря объема от исходного образца составляет 126,3 %;

– образец, набухающий в пластовой воде, лишь теряет динамику набухания, прирост объема составил 30 %;

– при последующей выдержке в водах увеличение объема в пресной воде через 14 суток составило 646 %, в пластовой воде – 574,5 %.

При этом следует отметить, что в условиях скважины такого всестороннего омывания (доступа) кислотного раствора к уплотнительному элементу пакера не происходит. Проникновение кислоты в толщу уплотнительного элемента будет происходить только за счет диффузии, поэтому, по нашему мнению, влияние

кислотного раствора будет незначительным, так как время контактирования кислоты с уплотнительным элементом не более 4 часов. Более того, основная масса кислоты будет уходить в поры коллектора и нейтрализоваться там.

2.8 Сравнительные испытания и оценка долговечности водонабухающих пакерных резин зарубежного и российского производства

Термостатирование образцов эластомера проводили в соответствии с ГОСТ 9.024 [56]. Для испытания ВНС приняты следующие значения температур: 20, 75, 100, 125 ^{0}С. Выбор температур связан не только с типом каучука, но и с видом используемого набухающего полимера в их составе. После выдержки эластомера при заданных температурах в течение 12, 24, 72, 168, 336, 504, 672, 840 часов образцы 24 часа выдерживались при комнатной температуре и затем определялись их масса, твердость и деформационные характеристики. Исследования проведены на кафедре «Строительных материалов» Казанского государственного архитектурно-строительного университета [57]. Результаты испытаний приведены на Рисунках 2.14, 2.15.

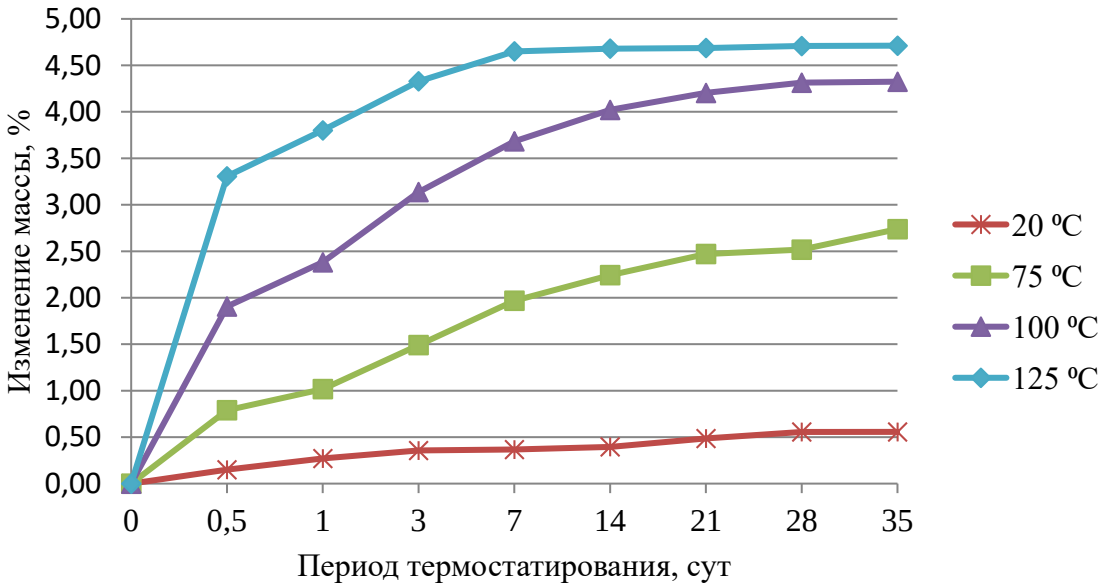


Рисунок 2.14 – Изменение массы образцов отечественных ВНС

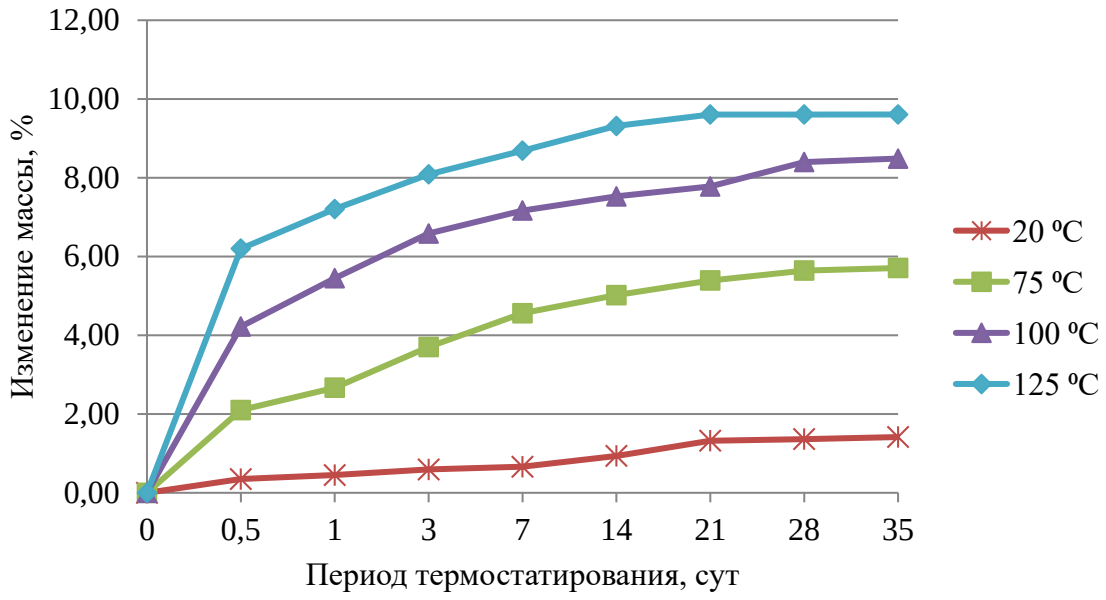


Рисунок 2.15 – Изменение массы образцов импортного аналога

Термостатирование образцов при 125 °С показало, что разработанный эластомер значительно меньше теряет массу (4,71 %) по сравнению с импортным аналогом (9,61 %), что косвенно указывает на меньшие структурные изменения, протекающие в процессе старения и, как следствие, в большей степени способствует сохранению физико-механических свойств эластомера.

Наиболее интенсивное снижение массы наблюдается в первые часы термостатирования, особенно при повышенных температурах. Так, образцы ВНС через 12 часов выдержки при 75 °С потеряли 0,79 % массы, при 100 °С – 1,91%, а при 125 °С – 3,31 %, что составляет 29, 44 и 70 % от общей потери массы в возрасте 35 суток при температурах 75, 100 и 125 °С соответственно. В дальнейшем интенсивность снижения массы для обоих типов эластомера замедляется.

Существенное замедление потери массы для разработанных образцов наблюдается после 7 суток термостатирования при температуре 125 °С и 21 суток термостатирования при температуре 100°С. Для импортных образцов замедление потери массы наблюдается после 21 суток термостатирования при температуре 125°С и 28 суток термостатирования при температуре 100°С.

2.8.1 Сравнительная оценка изменения твердости образцов при термостатировании

Упруго-эластичные свойства эластомера влияют на способность пакера сдерживать гидравлический перепад давления. Кроме того, твердость, упругость, величина остаточной деформации эластомера способствуют его сохранности в случае механических воздействий, которые могут возникнуть при его монтаже, доставке или хранении.

Твердость определяли на приборе ТШМ-2 по глубине погружения шарика диаметром 5 мм в течение 30 секунд под нагрузкой и затем рассчитывали по формуле (2):

$$T_{Ш} = \frac{P}{\pi \cdot d \cdot H}, \qquad (2)$$

где P – груз 1 кгс, d – диаметр шарика 0,5 см, H – глубина погружения шарика.

Результаты изменения твердости образцов разработанного ВНС и импортного аналога представлены на Рисунках 2.16, 2.17.

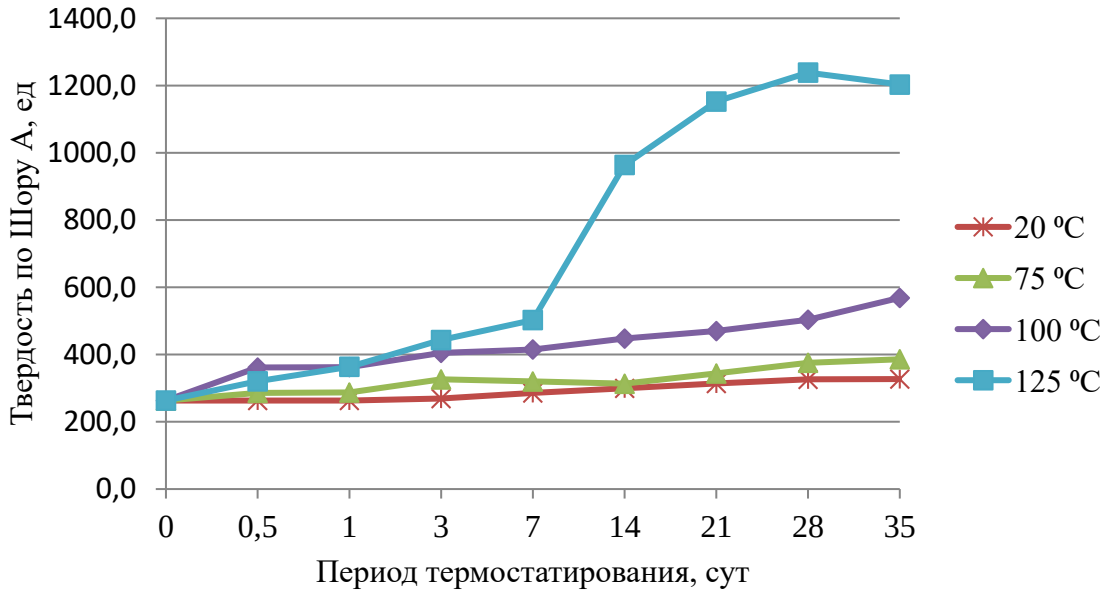


Рисунок 2.16 – Изменение твердости образцов разработанного ВНС

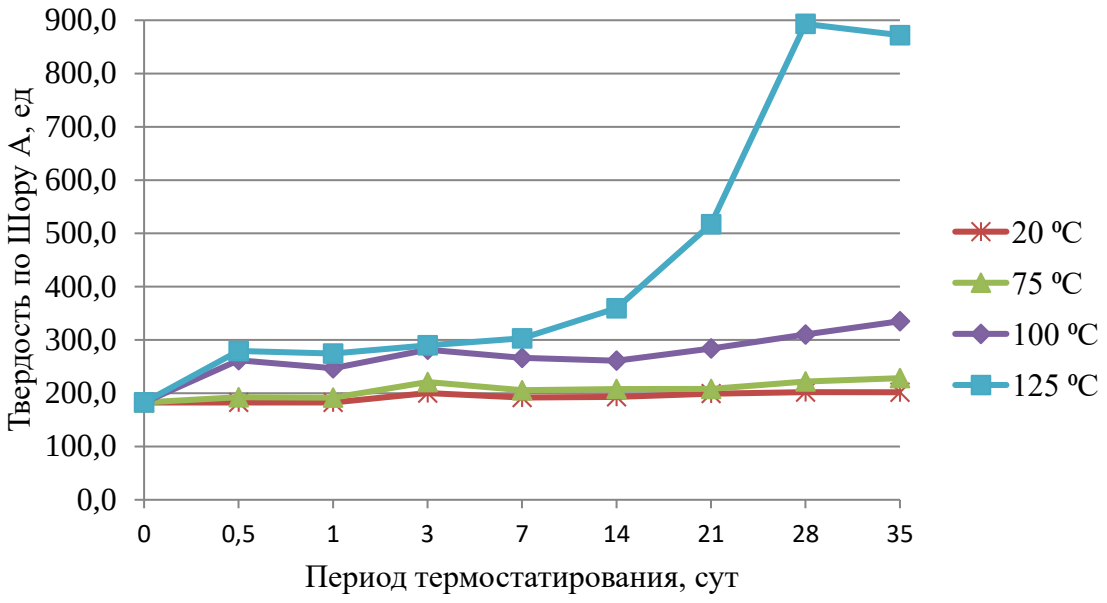


Рисунок 2.17 – Изменение твердости образцов ВНС импортного аналога

Испытания показали, что твердость эластомеров отечественного и зарубежного производств существенно отличается. Согласно полученным результатам, твердость разработанного эластомера почти в 1,5 раза выше твердости импортного аналога. При термостатировании твердость эластомеров повышается по мере возрастания температуры и сроков выдержки. Так, после 35 суток термостатирования при температуре 125 °С твердость образцов разработанного ВНС повысилась в среднем на 370 % (1238), а образцов аналога – на 380 % (872). Заметное повышение твердости образцов в процессе термостатирования при этой температуре совпадает с моментом стабилизации их массы. Потеря массы образцов разработанного эластомера после 7 суток термостатирования одновременно сопровождается повышением их твердости [57].

2.8.2 Сравнительная оценка изменения остаточной деформации образцов при термостатировании

Остаточную деформацию образцов определяли путем сжатия их в струбцинах, последующего термостатирования в деформированном (сжатом)

состоянии и дальнейшей релаксации образцов при комнатной температуре в течение 30 минут. Расчет остаточной деформации проводили по формуле (3):

$$\varepsilon_{ост} = \frac{H_0 - H_2}{H_0 - H_1} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где H_0 – высота образца до испытаний, H_1 – высота образца после отдыха, H_2 – высота образца в сжатом состоянии.

Чем выше величина остаточной деформации, тем в меньшей степени проявляются упруго-эластичные свойства эластомера, т.е. он перестает восстанавливать свои первоначальные форму и размеры.

Величина остаточной деформации эластомера не значимый для данного вида изделий показатель, т.к. в реальных условиях его эксплуатации внешние воздействия подобного рода себя не проявляют. Однако возможны внештатные ситуации, когда на пакер оказывается длительное по продолжительности механическое воздействие (например, в процессе хранения), в результате чего он деформируется. В этом случае после снятия нагрузки он должен принять исходные форму и размеры.

Получены следующие результаты (Рисунок 2.18, 2.19). Остаточная деформация импортных образцов, термостатированных при комнатной температуре, составила 57,7 % в возрасте 35 суток, тогда как у образцов отечественного ВНС этот показатель составил 65,9 %, что в 1,14 раза выше. При более высоких условиях термостатирования значения величин остаточной деформации для образцов равны.

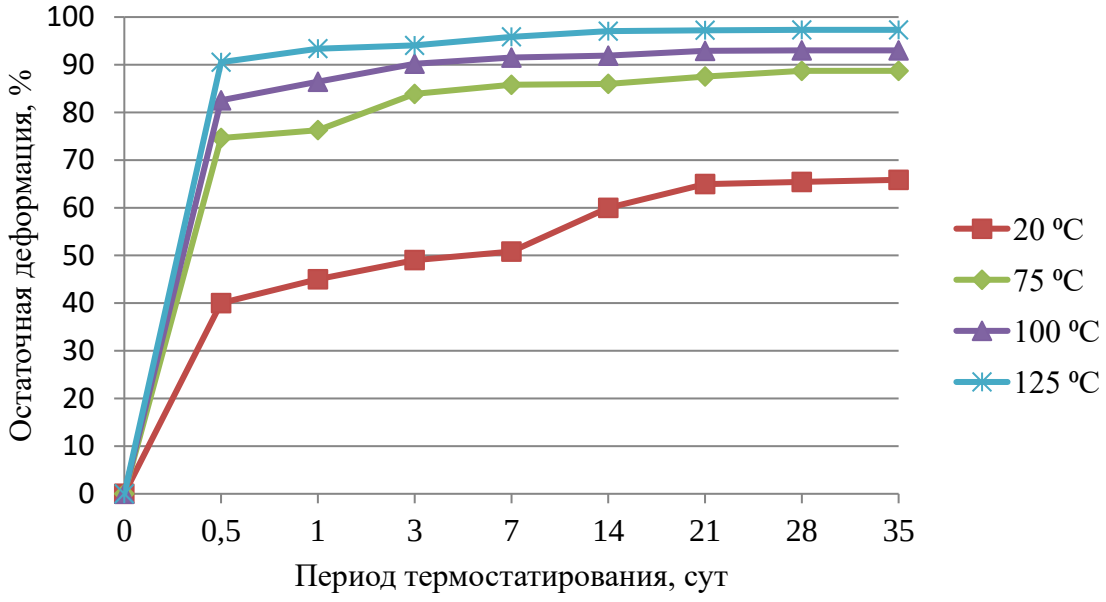


Рисунок 2.18 – Изменение величины остаточной деформации разработанного ВНС

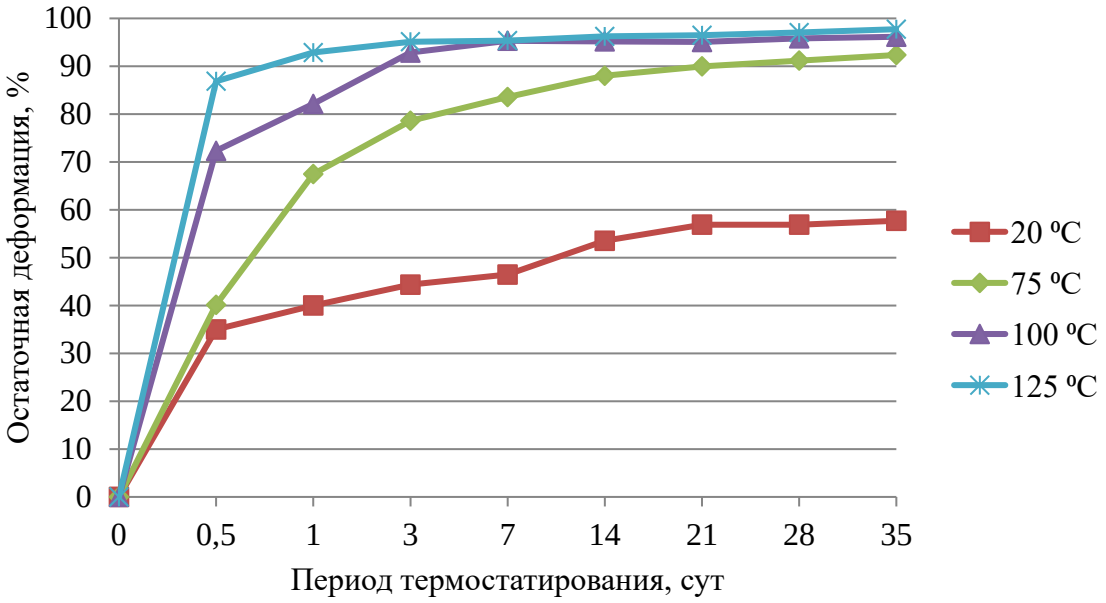


Рисунок 2.19 – Изменение величины остаточной деформации импортного ВНС

2.8.3 Определение степени набухания после термостатирования

Для оценки способности эластомера к набуханию после старения термостатированные образцы погружали на 2 недели в воду при всестороннем доступе жидкости, после чего определяли степень набухания по отношению к первоначальному объему. Результаты приведены на Рисунках 2.20-2.23. Для ВНС

данный показатель является наиболее значимым, т.к. гарантирует способность эффективно изолировать пласты в течение длительного периода его эксплуатации.

Рисунок 2.20 – Образцы отечественного ВНС после термостатирования в течение 28 суток и последующего набухания в течение 2 недель

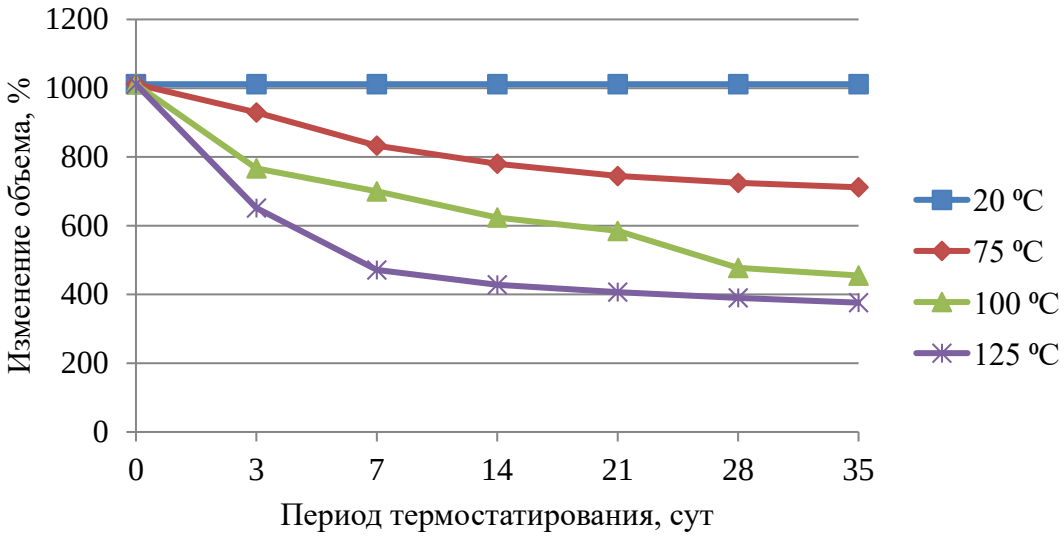


Рисунок 2.21 – Изменение объема образцов ВНС после термостатирования

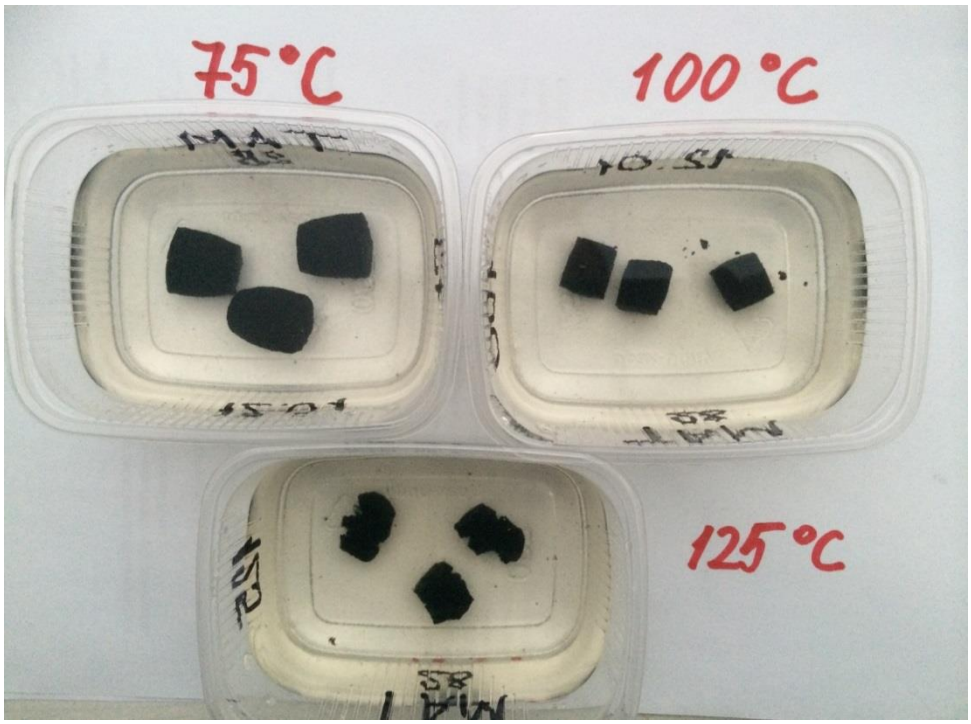


Рисунок 2.22 – Образцы импортного аналога ВНС после термостатирования в течение 28 суток и последующего набухания в течение 2 недель

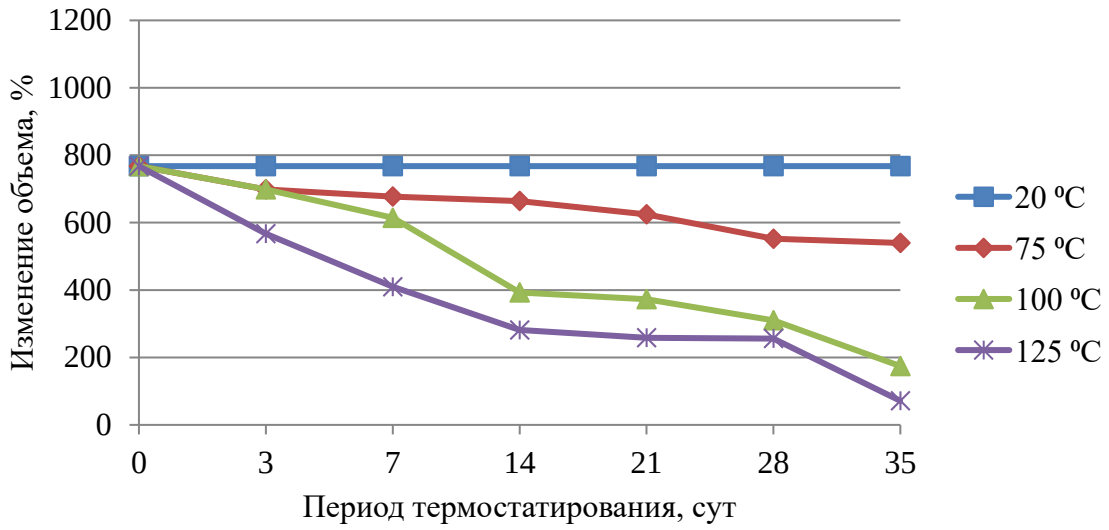


Рисунок 2.23 – Изменение объема образцов импортного аналога ВНС после термостатирования

Как видно из результатов испытаний, до термостатирования образцы эластомера, вырезанные из разработанного пакера, после набухания имеют в 1,3 раза больший объем (1011,6 %), чем образцы аналога (767,6 %). Следует отметить более интенсивное снижение степени набухания образцов импортного эластомера. Более того, изменение величины набухания у отечественных образцов после термостатирования при температуре 75°С стабилизируется после 21 суток,

при 100°С – после 28 суток и при 125°С – после 14 суток. У аналога стабилизация степени набухания наблюдается только после термостатирования при 75 °С в возрасте 28 суток, а при более высоких температурах по мере увеличения периода термостатирования способность эластомера к набуханию заметно снижается.

2.8.4 Проведение сравнительных ускоренных испытаний образцов водонабухающего состава

Образцы для испытаний вырезались из исследуемых водонабухающих пакеров вместе с трубой в виде колец высотой 10 см (Рисунок 2.24). Испытания образцов производили в специальных ячейках (боксах) (Рисунок 2.25), имитирующих работу пакера в скважине.

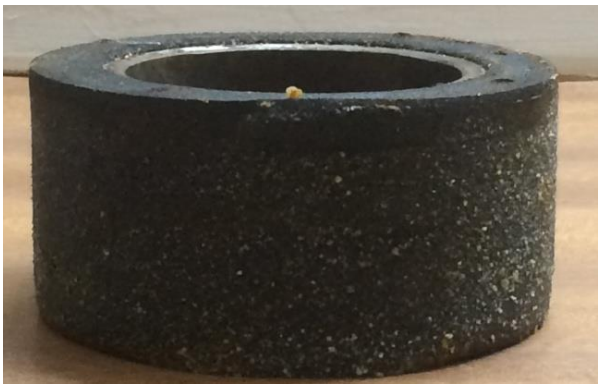


Рисунок 2.24 – Образец водонабухающего пакера для испытаний

Рисунок 2.25 – Бокс для испытаний образца водонабухающего пакера

Бокс представляет собой полый стальной цилиндр, имитирующий ствол скважины, высотой 80 мм и внутренним диаметром 156 мм. Цилиндр имеет внешнюю резьбу сверху и снизу. Снизу на цилиндр навинчивается дно, внутрь помещается образец ВНП, после чего сверху навинчивается крышка, в которой имеется отверстие для доступа воды внутрь устройства.

Всего подготовлено шесть образцов: по три образца из отечественного и импортного ВНП.

Для обеспечения стабильных режимов термостатирования образцов в воде при температурах 20, 65 и 95 °С использовались терморегуляторы с ртутным

контактным датчиком типа ТРК, собранные в цепь с усилительным устройством УКТ-4 и нагревательным элементом. Данное устройство позволило поддерживать заданные режимы термостатирования в течение 14 суток.

Величину напряжения, возникающую при выдавливании образцов ВНП из цилиндра, производили на универсальной электромеханической испытательной машине типа ИР 5082 с автоматической записью нагрузки (Рисунок 2.26).

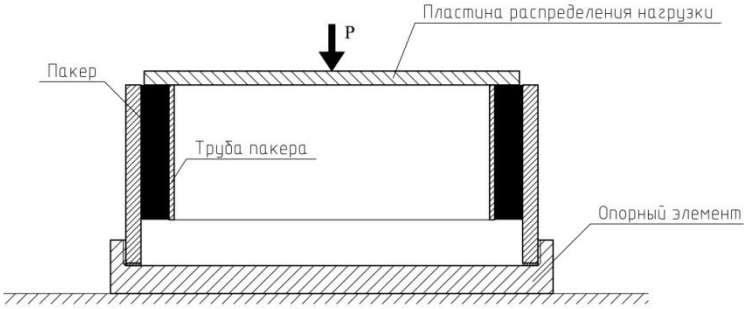


Рисунок 2.26– Схема испытания образцов пакера

На рисунке 2.27 приведена схема работы ВНП в скважине. Наиболее вероятным местом прорыва пластовой воды является участок, где эластомер контактирует со стенкой скважины, поэтому обеспечение высоких напряжений, возникающих при набухании эластомера в воде, является необходимым условием его работы в скважине.

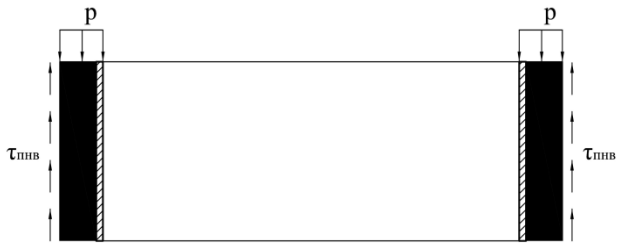


Рисунок 2.27 – Схема работы пакера

Вертикальная нагрузка P – нагрузка, приложенная к ВНП, имитирует давление пластовой воды. При этом на боковой поверхности эластомера возникают противоположные по направлению напряжения $\tau_{ВНП}$.

Образцы ВНП, находящиеся в боксах, после термостатирования в воде еще сутки выдерживали в помещении лаборатории, после чего крышка и дно бокса свинчивались, удалялись остатки воды. Цилиндр с зафиксированным в ней

образцом ВНП устанавливали на опорную обойму, а сверху для равномерной передачи нагрузки на образец укладывали пластину. Предполагается, что увеличение температуры термостатирования образцов ВНП в процессе испытаний ускоряет процесс диффузии воды в эластомер, имитируя тем самым реальные условия длительного нахождения пакера в воде или воздействие на него гидростатического давления пластовых вод.

Скорость нагружения при испытании составляла 50 мм/мин. Полученные данные испытаний приведены на Рисунках 2.28-2.30.

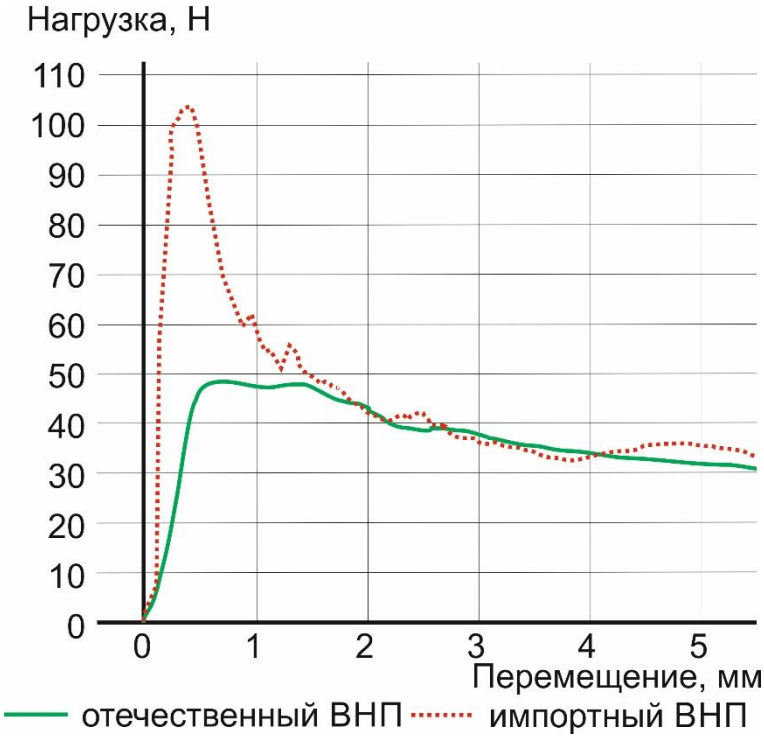


Рисунок 2.28 – Графики нагрузки при смещении образцов ВНП, термостатированных при 20 ^{0}С

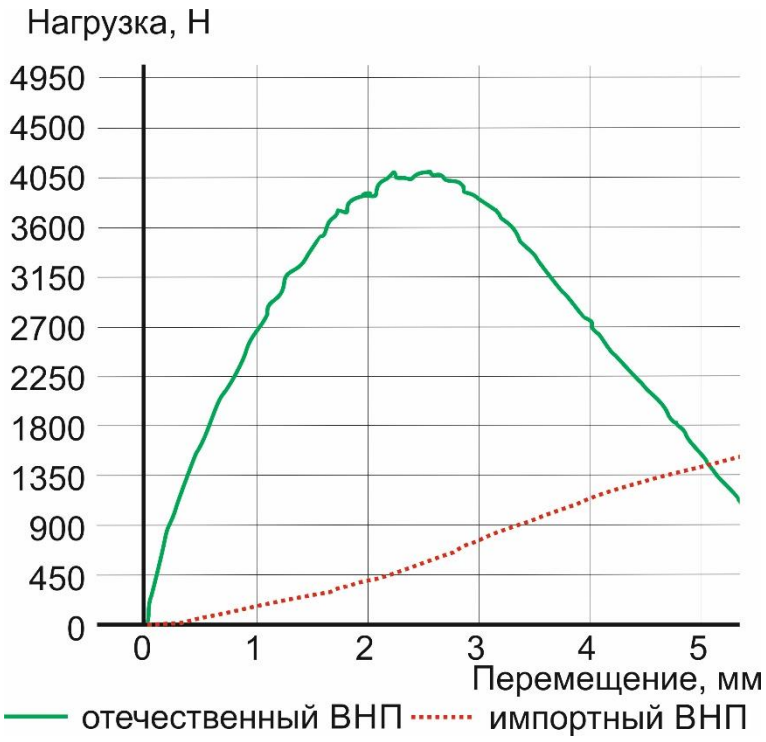


Рисунок 2.29 – Графики нагрузки при смещении образцов ВНП, термостатированных при 65 ^{0}C

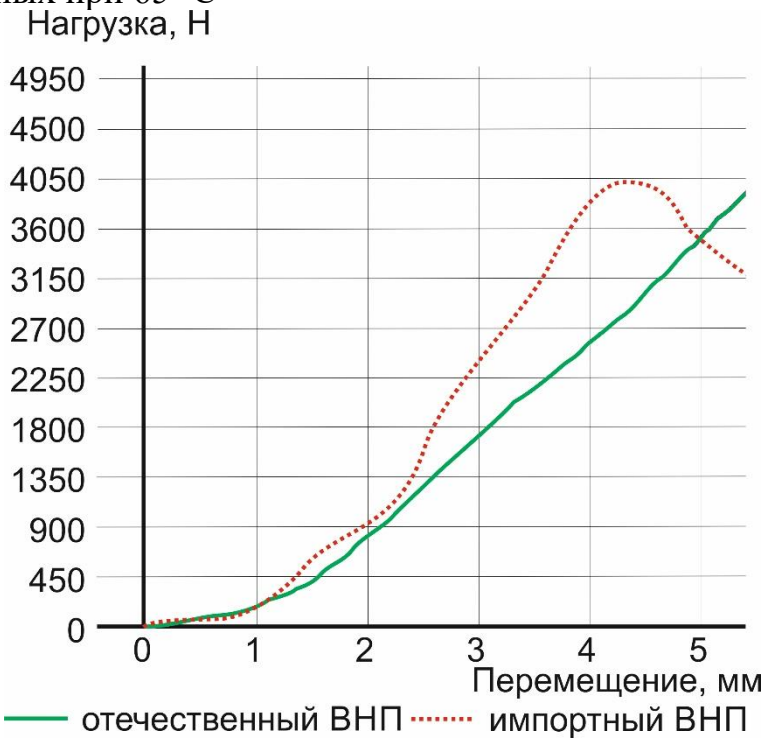


Рисунок 2.30 – Графики нагрузки при смещении образцов ВНП, термостатированных при 100 ^{0}C

Как видно из результатов испытаний, представленных на рисунке 2.28, нагрузка, необходимая для смещения образца ВНП относительно неподвижно зафиксированного цилиндра после термостатирования при 20 °C, незначительна и

составляет для образцов ВНС менее 48 Н, а импортного образца – около 103 Н. Следует отметить резкий сброс нагрузки при испытании аналога с 103 до 50 Н при его перемещении всего на 1,16 мм, что говорит о возможном защемлении пластины в начале испытания. В дальнейшем снижение нагрузки происходит более плавно, что объясняется уменьшением площади соприкосновения набухшего эластомера с внутренней поверхностью неподвижного цилиндра.

При испытании отечественного образца, термостатированного при 65 °С, смещение произошло при нагрузке 4095 Н, при этом величина деформирования эластомера составила 2,45 мм (Рисунок 2.29). Образцы импортного ВНП сместились при нагрузке 1879 Н, величина деформирования эластомера при этом составила 9,53 мм.

Термостатирование образцов ВНП при 100 °С увеличило напряжение эластомера в обоих образцах. Смещение разработанного образца произошло при нагрузке 4716 Н после деформирования на 7 мм, тогда как смещение импортного образца произошло после деформирования на 4,2 мм при нагрузке 4044 Н (Рисунок 2.30).

Чтобы посмотреть, как сохраняются напряжения в ВНП, вызванные набуханием эластомера, после смещения образец возвращался в исходное положение и повторно испытывался. При повторном нагружении образец смещается уже при 2164 Н и абсолютной деформации 6,7 мм. Последующее значение смещающей нагрузки составило 1468 Н, а абсолютная деформация также 8,3 мм (Рисунок 2.31). Видно, что интенсивность снижения нагрузки постепенно уменьшается. Полученные результаты говорят о сохранении упруго-эластичных свойств в эластомере даже после смещения относительно цилиндра, имитирующего ствол скважины.

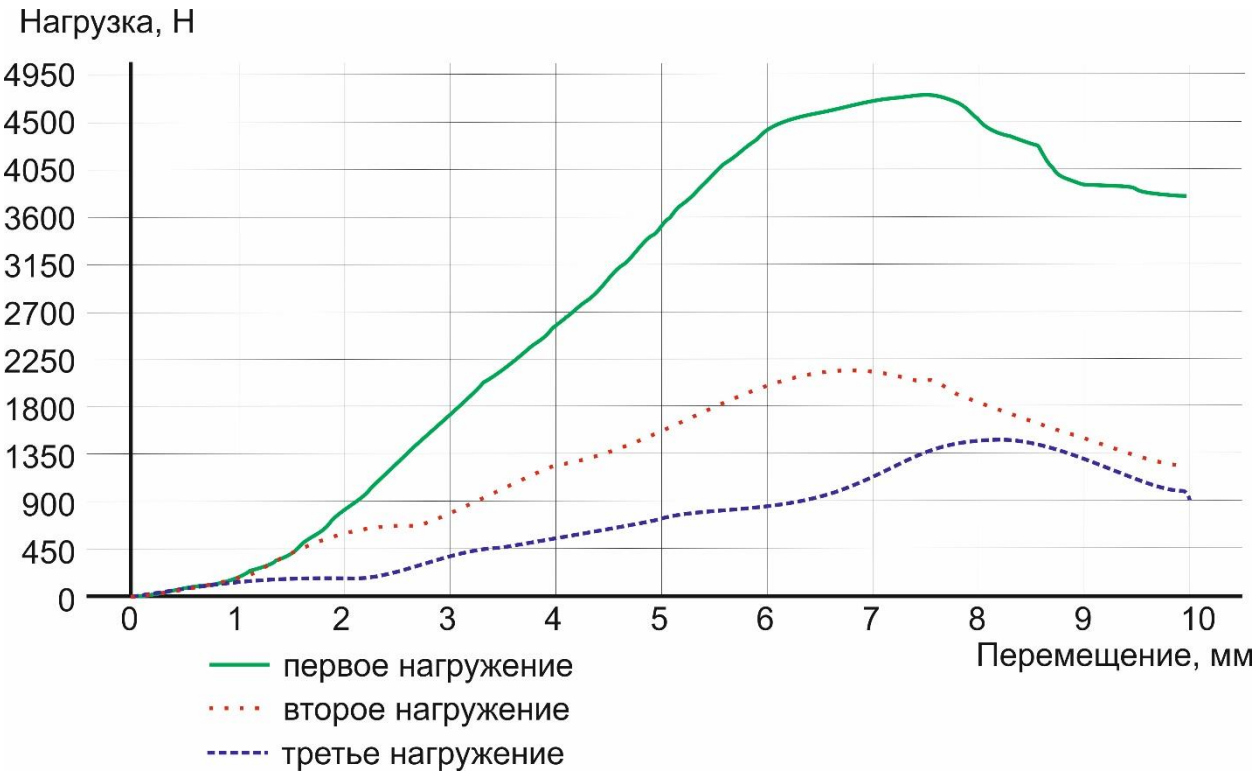


Рисунок 2.31 – Графики нагрузки при повторном смещении образцов, термостатированных при 100 ^{0}C

Выводы к главе 2

1. Разработаны методики, позволяющие провести комплекс исследований:

– определение степени водопоглощения суперабсорбирующего полимера;

– определение одномерного и объемного набухания образца водонабухающей резины.

2. Разработана методика, которая устанавливает режимы ускоренных испытаний водонабухающих пакеров для определения изменения их свойств при старении в термовлажностном и напряженно-деформированном состояниях.

3. В ходе исследований различных полимеров и каучуков выявлен наиболее эффективный состав эластомера, в основе которого выбран бутадиен-нитрильный каучук марки БНКС-28АМН и водонабухающий полимер – полиакриламид марки В-50Э производства ООО «АКРИПОЛ» (г. Саратов).

4. Установлена зависимость увеличения объема водонабухающих образцов пакерной резины от температуры, площади контакта и состава жидкости, в которой происходит набухание.

5. Сравнительные испытания на «старение» разработанного водонабухающего пакера с импортным аналогом показали, что отечественный эластомер обладает более высокими показателями твердости, упругости и степенью набухания по сравнению с аналогом, в меньшей степени подвержен деструктивным процессам при термическом старении и лучше сохраняет свои свойства.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ПАКЕРОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

3.1 Разработка конструкции и технологии изготовления водонабухающего пакера

Тематическо-информационный обзор конструкций и технологий изготовления ВНП был проведен по патентной базе Федерального института промышленной собственности (ФИПС) и в реферативных журналах. Разработка набухающих пакеров, в отличие от создания обычных, имеет свои особенности. Основные задачи, стоящие перед разработчиками ВНП:

– сохранение герметичности после расширения набухающего эластомера, исключение его повреждения;

– предотвращение преждевременного набухания эластомера в процессе спуска в скважину;

– обеспечение целостности наружной поверхности набухающего пакера во время спуска в скважину до интервала установки.

Нарушение целостности наружной поверхности набухающего пакера может быть вызвано высокой скоростью спуска в скважину, особенностью скважины (неровное сечение).

Проведенный поиск показал, что набухающие эластомерные системы развиваются в следующих направлениях:

– совмещение надувного и водонабухающего слоев пакера [58] с сохранением после набухания герметичности уплотнительного элемента, несмотря на его неисправность;

– введение армирующего материала для образования узла уплотнения водонабухающего эластомера [59];

– комбинирование эластомера в несколько слоев: надувной, разбухающий, наполняющий – с обеспечением целостности ВНП, несмотря на внешние повреждения [60];

– якорное закрепление набухающего пакера к окружающей поверхности [61];

– выполнение набухающего элемента в виде манжеты [62];

– совместная вулканизация уплотнительного элемента и защитных колец [63];

– выполнение на наружной поверхности противоэкструзионной защиты для замедления процесса набухания в период его спуска в скважину [64];

– защита концевых участков пакера металлическими кожухами с возможностью их деформирования в радиальном направлении [64].

Для создания конструкции, позволяющей надежно заякорить пакер в скважине, получить равномерное набухание и максимальное прижатие набухающего элемента по всей длине эластомера, а также исключить вероятность ослабевания фиксации и прижатия пакера по истечении времени, разработано несколько технических решений [65-68].

Разработанный набухающий элемент пакера производят путем намотки подготовленных смесей в несколько слоев на базовую трубу по сегментам (Рисунок 3.1). При этом сегменты состоят из нескольких слоев набухающего эластомера, но все сегменты и слои подвергнуты совместной и одновременной вулканизации. После вулканизации сегменты имеют следующие свойства (Таблица 3.1).

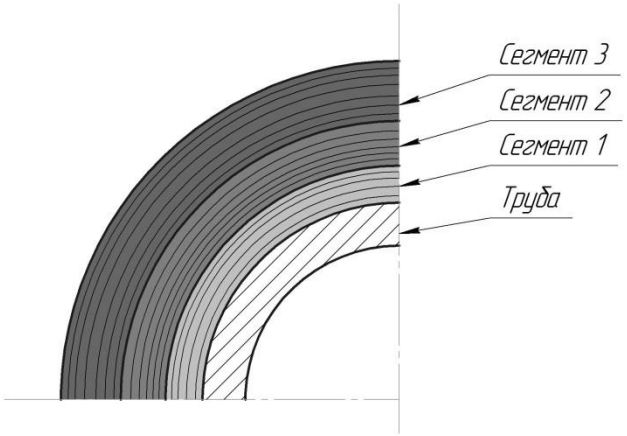


Рисунок 3.1 – Многослойные сегменты набухающего элемента пакера

Таблица 3.1 – Физико-механические показатели резино-полимерной смеси

Показатель	Сегмент 1	Сегмент 2	Сегмент 3
Твердость по ШОРу А	50±5	65±5	75±5
Условная прочность при растяжении, кгс/см^2	20±5	25±5	30±5
Относительное удлинение при разрыве, %	70±5	50±5	35±5
Увеличение объема при набухании, %	150÷200	200÷250	250÷300

Таким образом, резиновый элемент пакера состоит из трех сегментов (слоев) разного состава. Сегмент, прилегающий к трубе, более эластичный, имеет качественную адгезию к трубе, за счет клеевого состава плотно прилегает к поверхности трубы. Второй сегмент – промежуточный, имеет увеличенное содержание абсорбирующего водопоглощающего полимера и гидрофильного волокна для передачи пластовой жидкости во внутренние слои. Третий сегмент имеет наибольшую степень набухания в пластовой жидкости и высокие физико-механические свойства для сохранения целостности поверхности пакера при спуске в скважину [65].

Процесс изготовления ВНП. На подготовленную поверхность обсадной трубы наносят грунтовку, далее трубу устанавливают в зажимное устройство сборочного станка. При вращении трубы наносят два слоя резиновой смеси. Толщина каждого слоя составляет 1,5 мм. Конец полотна резиновой смеси прикатывают. После нанесения необходимого количества слоев резиновой смеси первого сегмента наносят слои второго и третьего сегментов. После чего пакер помещается в вулканизационный котел, где производят вулканизацию набухающего элемента под действием пара. Принципиальная конструкция пакера и уплотнительного кольца представлена на Рисунках 3.2, 3.3.

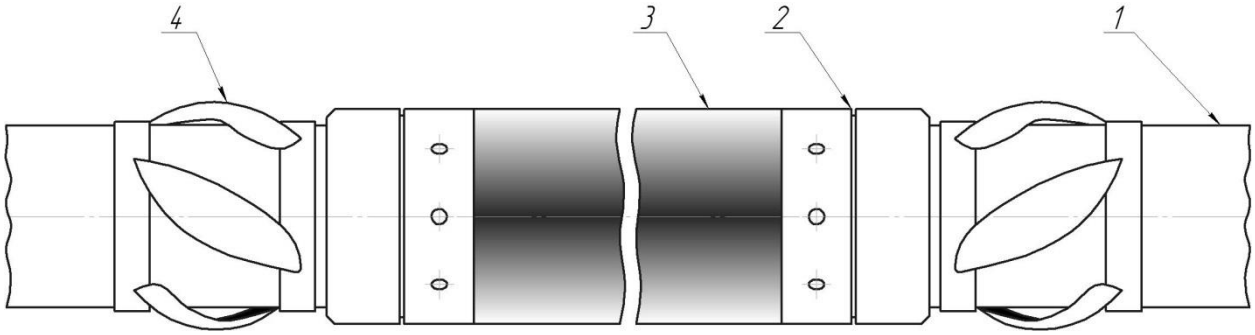


Рисунок 3.2 – Конструкция пакера в сборе:
1 – обсадная труба; 2 – уплотнительные кольца; 3 – набухающий элемент; 4 – центраторы-турбулизаторы

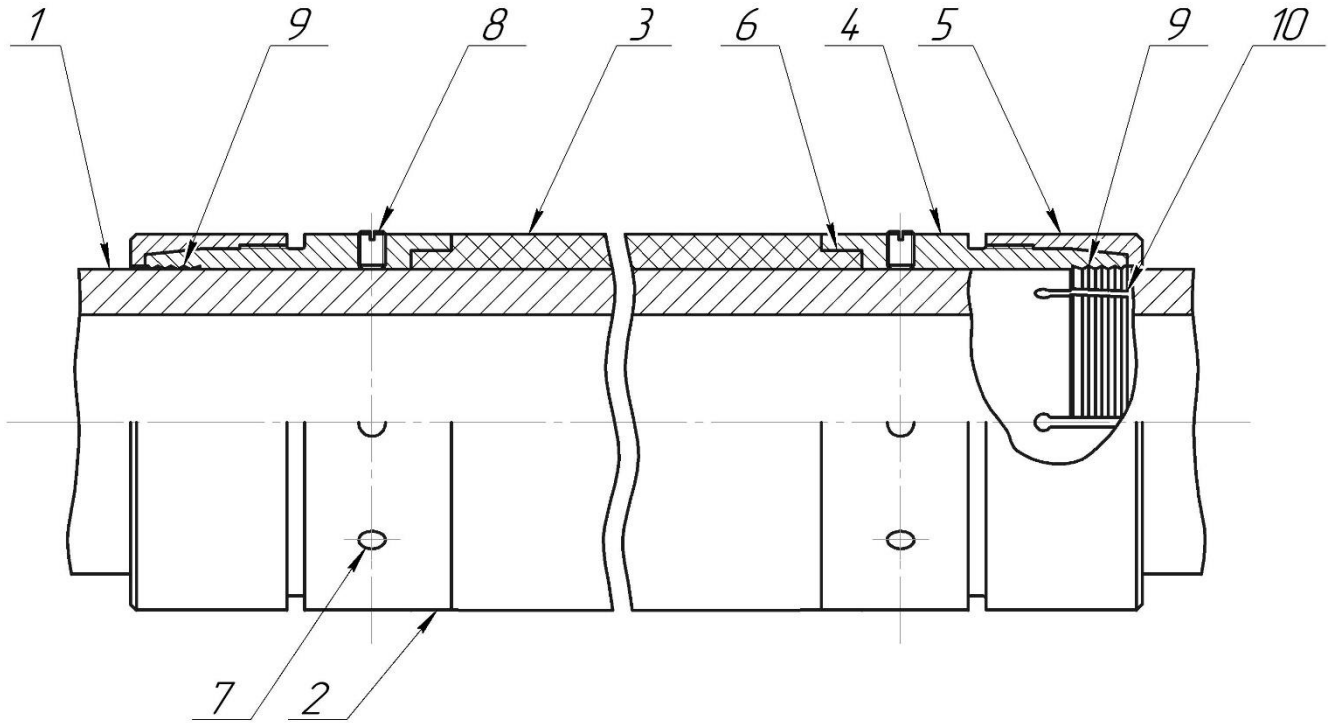


Рисунок 3.3 – Конструкция уплотнительного кольца:
1 – корпус; 2 – упорные кольца; 3 – набухающий элемент; 4 – цанговый фиксатор; 5 – обжимное кольцо; 6 – канавка; 7 – отверстия с резьбой; 8 – винт; 9 – насечки; 10 – разрезы

В водонабухающем пакере (Рисунок 3.3), включающем корпус 1, упорные кольца 2 и набухающий эластомер 3, уплотнительные кольца со стороны, противоположной уплотнительному элементу, снабжены цанговыми фиксаторами 5, выполненными с возможностью обжатия обжимными кольцами 6, с другой стороны упорные кольца снабжены канавкой 7 около корпуса. Упорные

кольца изготовлены из стали, более прочной, чем материал корпуса, а сверху и снизу от упорных колец на корпусе размещены центраторы-турбулизаторы.

Пакер собирают следующим образом. На обсадном патрубке 1 размещают упорные кольца 2, вворачивают в отверстия 8 винты 9 для закрепления упорных колец 2 на трубе 1. Укладывают на трубу 1 уплотнительный элемент 3 с размещением его в канавке 7. На цанговые фиксаторы 5 надвигают обжимные кольца 6. На внутренней части цангового фиксатора имеются поперечные насечки 10 и продольные разрезы 11. Насечки 10 способствуют зацеплению элементов цанги за тело корпуса 1, за счет продольных разрезов 11 происходит плотное прижатие к корпусу 1.

На Рисунке 3.4 приведена схема конструкции набухающего пакера с якорным узлом в транспортном положении с частичным осевым разрезом [67].

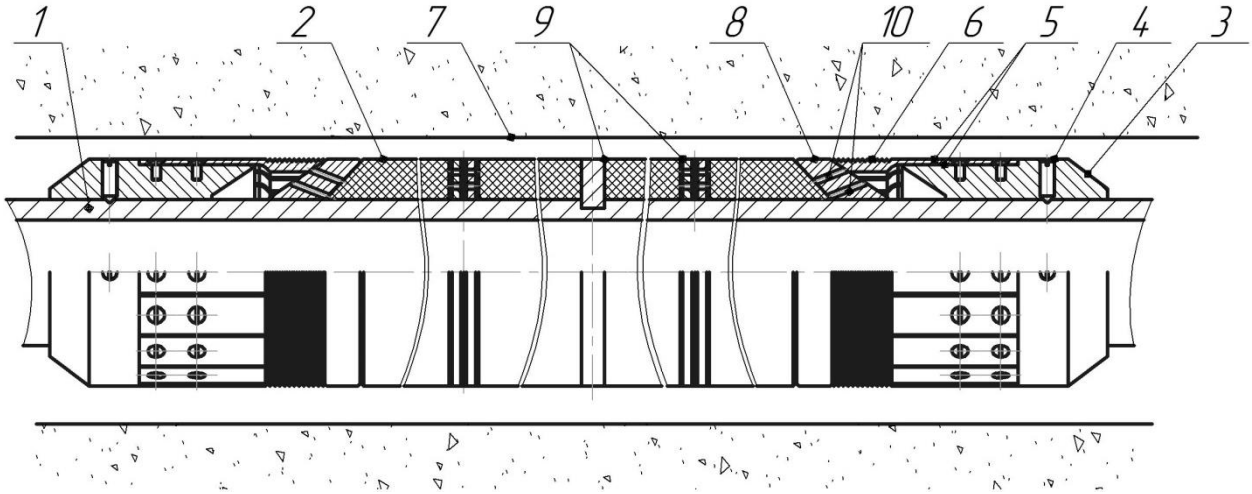
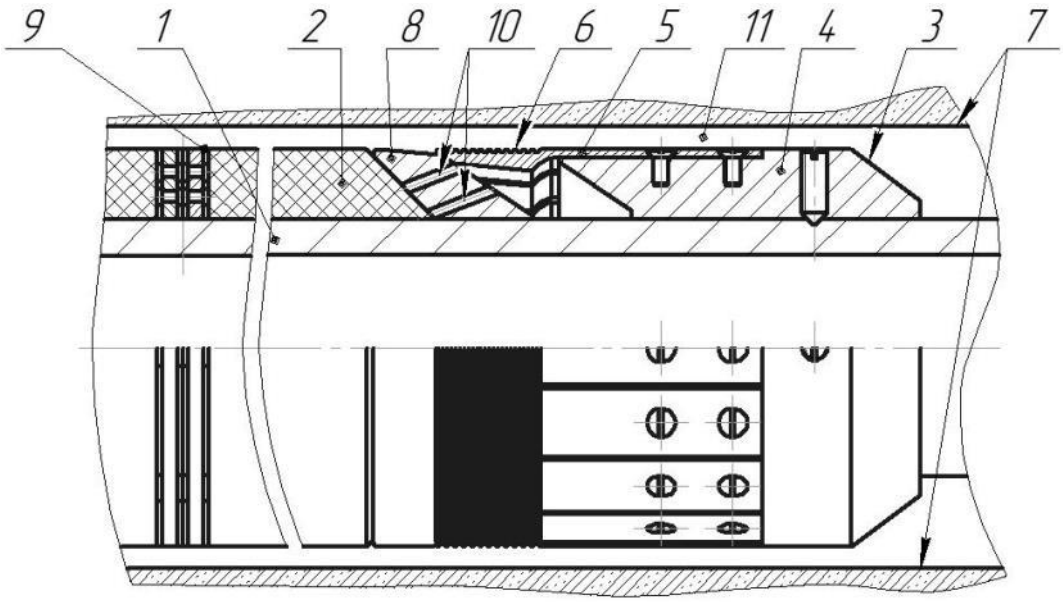


Рисунок 3.4 – Конструкция водонабухающего пакера с якорным узлом:
1 – обсадная труба; 2 – набухающий эластомер; 3 – якорь; 4 – втулка; 5 – пластины; 6 – насечки; 7 – стенки скважины; 8 – конусный толкатель; 9 – упор; 10 – отверстия

На Рисунке 3.5 изображен якорный узел пакера в транспортном положении (а) и рабочем состоянии после разбухания эластомера и фиксации к стенкам скважины (б).

а)



б)

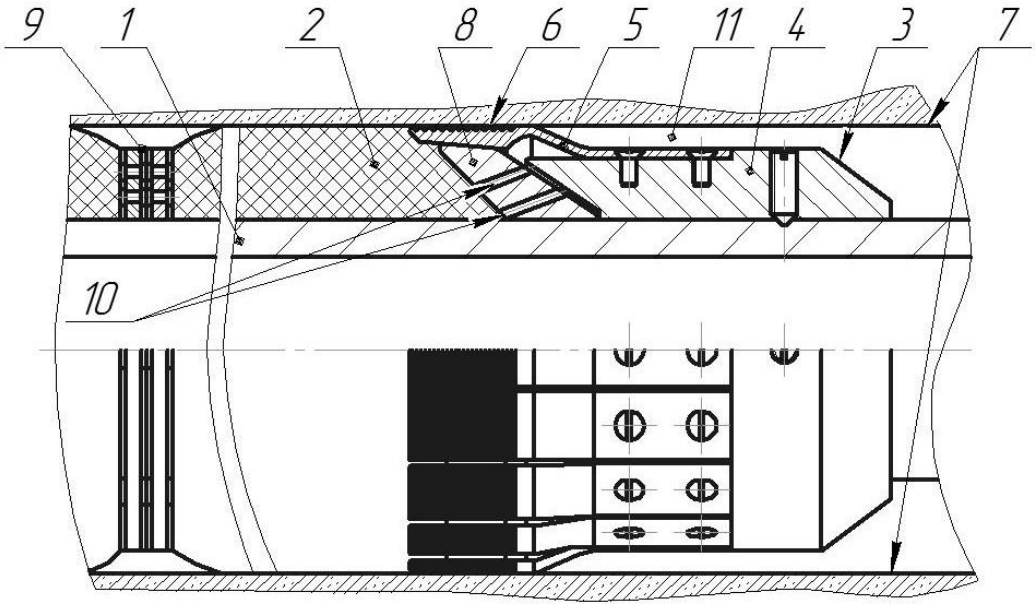


Рисунок 3.5 – Якорный узел в транспортном (а) и рабочем (б) положениях:
1 – обсадная труба; 2 – набухающий эластомер; 3 – якорь; 4 – втулка; 5 – пластины; 6 – насечки; 7 – стенки скважины; 8 – конусный толкатель; 9 – упор; 10 – отверстия; 11 – внутрискважинное пространство

Пакер состоит из обсадной трубы с установленными снаружи набухающим эластомером 2 и двумя якорями 3, выполненными в виде жестко соединенной с корпусом пакера втулки 4 с пластинами 5, которые снабжены снаружи насечками 6 (Рисунок 3.5*б*) и выполнены с возможностью охвата снаружи соответствующих

концов эластомера 2 после его набухания, с фиксацией при этом относительно стенок скважины 7. Между втулкой 4 якоря 3 и торцом эластомера 2 установлен конусный толкатель 8, выполненный с возможностью продольного перемещения относительно трубы 1 в сторону втулки 3 при набухании эластомера 2 с расширением пластин 5 до прижатия их к стенкам скважины 7.

Эластомер 2 может быть выполнен сборным, состоящим из двух и более частей, между которыми установлен упор 9, зафиксированный относительно трубы 1. Кроме этого, в толкателе 8 могут быть выполнены отверстия 10, сообщающие пространство у торца эластомера 2 с внутрискважинным пространством 11.

Предлагаемая конструкция набухающего пакера позволяет надежно разобщить пласт за счет максимального прижатия набухающего элемента, а также исключить вероятность ослабевания фиксации и прижатия пакера по истечении времени.

3.2 Стендовые испытания пакеров с водонабухающими эластомерами

После проведения лабораторных исследований набухающего состава были разработаны программа и методика стендовых гидравлических испытаний ВНП. Изготовлен специальный стенд в ПАО «КВАРТ» (г. Казань) [69,70] (Рисунки 3.6, 3.7), позволяющий испытывать перепад давления на ВНП длиной 1 м. В трубе 5 размещается обсадная труба 1 с эластомером 3. Водонабухающий эластомер методом вулканизации закрепляется на обсадной трубе 1 и с торцов ограничивается металлическими кольцами 2. Через штуцер 4 закачивается жидкость активации, а через штуцер 6 осуществляется контроль утечек. Стенд заглушают, заполняют кольцевое пространство заданным типом воды, создают термобарические скважинные условия (температура, давление), подкачкой жидкости компенсируют испарение и поглощение жидкости с учетом поддержания давления.

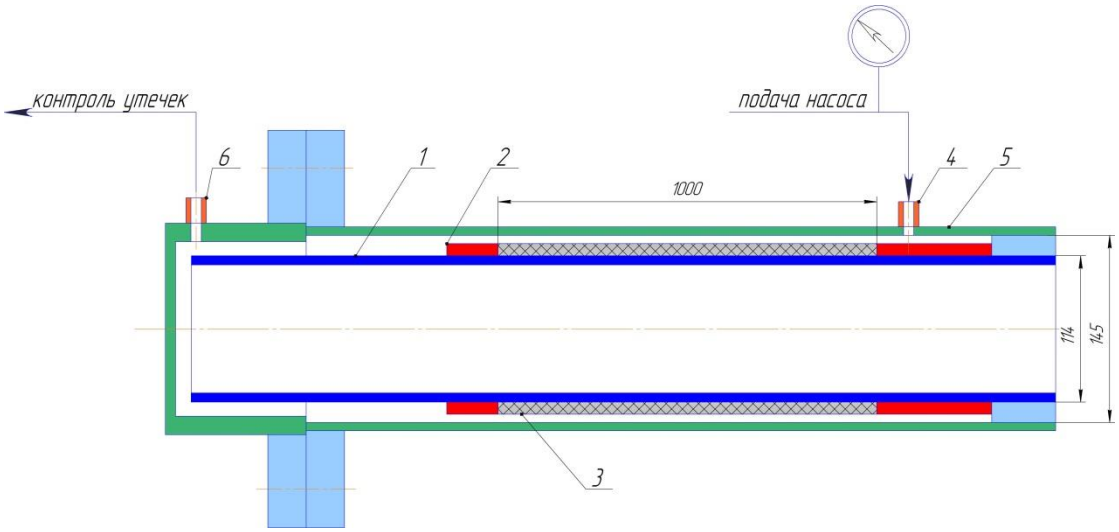


Рисунок 3.6 – Схема испытательного стенда

Рисунок 3.7 – Гидравлический стенд для набухания пакеров

По истечении срока уплотнения резины к стенкам модели скважины соединяют штуцер с дозировочным электронасосным агрегатом.

С минимальной производительностью дозировочного электронасосного агрегата создают давление с шагом 25 атм и выдержкой по 5 минут до начала

гидропрорыва через ВНП. По показаниям манометра определяют падение давления и конечное давление гидропрорыва.

В период с марта по декабрь 2014 г. проведена серия испытаний, результаты которых изложены ниже.

На Рисунке 3.8 представлены графики опрессовки и давления гидропрорыва ВНП длиной 1 м для диаметра ствола 145 мм на 114 обсадной трубе на испытательном гидравлическом стенде в ПАО «КВАРТ» (Рисунок 3.9). Наибольшее давление (30,0 МПа) опрессовки выдержал пакер № 3, набухший в пресной воде в течение 15 суток. Давление опрессовки пакера № 2, набухшего в пластовой слабоминерализованной воде, составило 17,5 МПа. Пакер № 1, набухший в сильноминерализованной пластовой воде, выдержал перепад давления 10,0 МПа через 56 суток набухания.

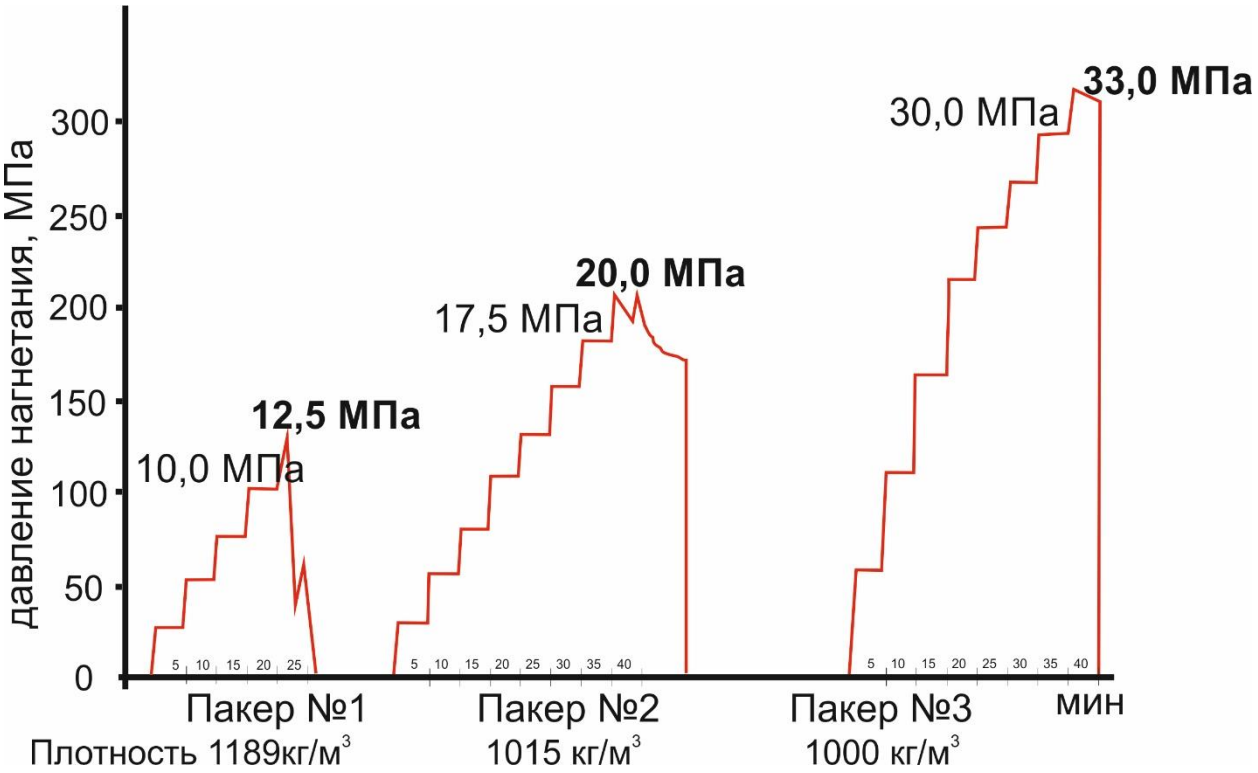


Рисунок 3.8 – Графики давлений опрессовки и гидропрорыва пакеров

Рисунок 3.9 – Гидравлический стенд опрессовки пакеров

После получения гидропрорыва пакер № 2 был повторно установлен для восстановления герметичности на 7 суток в пластовую воду. На Рисунке 3.10 представлен график давлений первичных и повторных гидравлических испытаний пакера № 2. Давление опрессовки поднялось с 17,5 до 22,5 МПа. Следовательно, пакер восстановил герметичность после гидропрорыва и уплотнился в модели ствола скважины за 7 суток реагирования с пластовой водой.

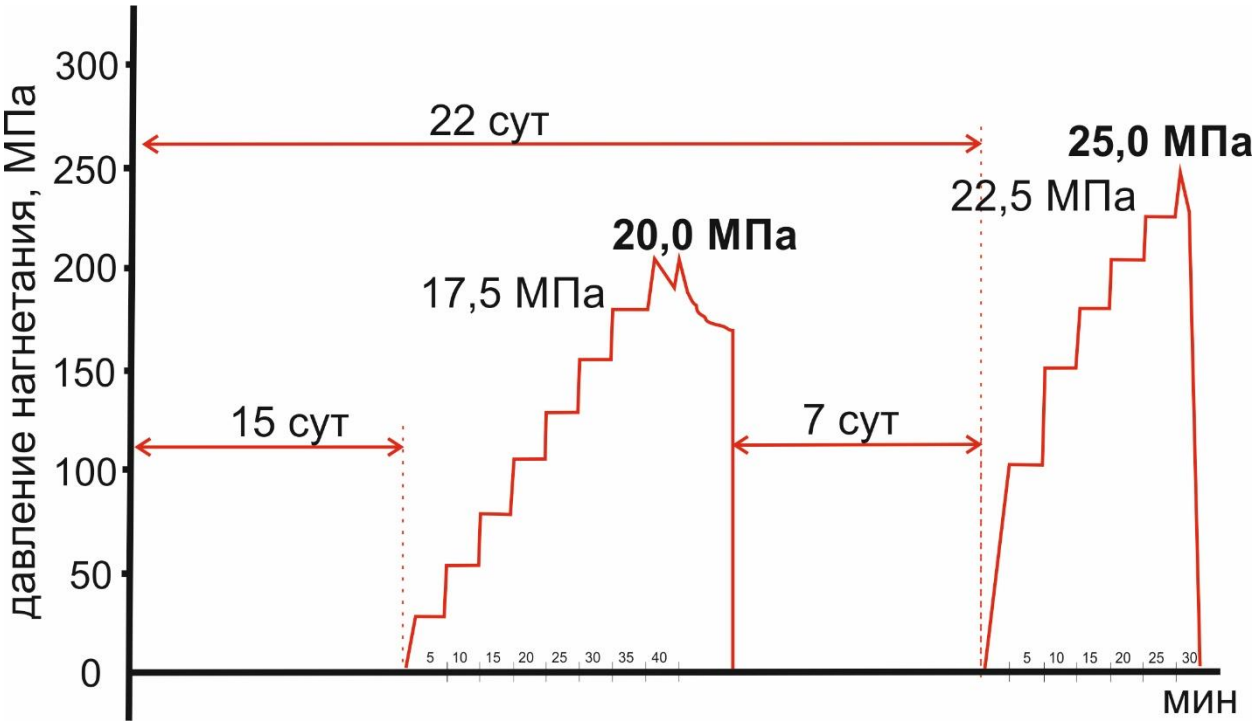


Рисунок 3.10 – Графики давлений первичных и повторных гидроиспытаний пакера, набухшего в слабоминерализованной пластовой воде

На Рисунке 3.11 представлены зависимости давления гидропрорыва набухшего пакера длиной 1 м от минерализации пластовой воды.

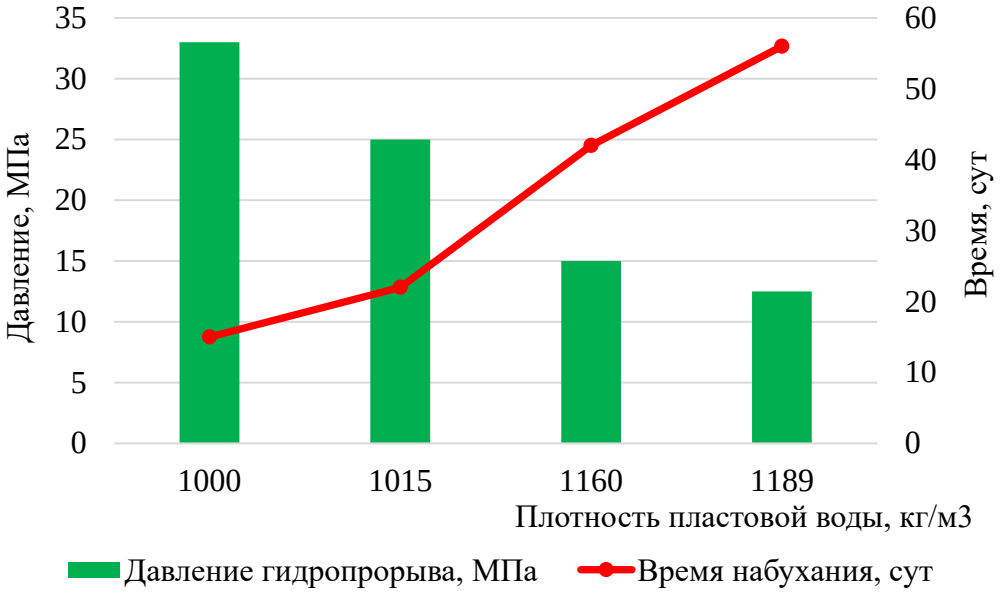


Рисунок 3.11 – Зависимость сроков набухания и давлений гидропрорыва от минерализации пластовой воды

С целью выявления зависимости давления гидропрорыва от длины пакера проведены стендовые испытания эластомера длиной 2 м. Для увеличения степени диффузии воды по телу эластомера подача жидкости активации осуществлялась с двух и трех точек (Рисунок 3.12).

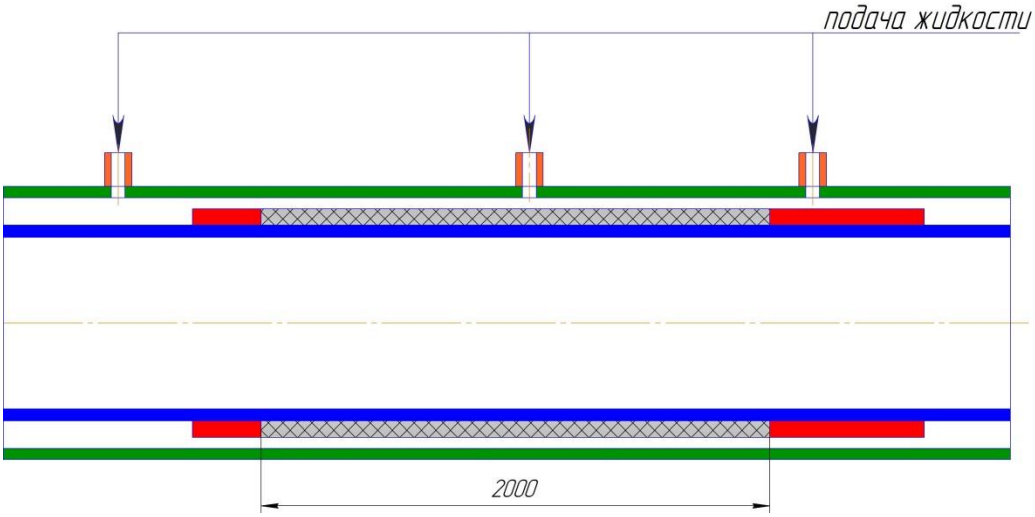


Рисунок 3.12 – Схема стенда подачи жидкости активации в трех точках

На Рисунке 3.13 представлены графики давлений опрессовки и гидропрорыва пакеров с длиной эластомера 2 м. Пакеры набухали в пластовой слабоминерализованной воде протвинского горизонта в течение 21 суток при давлении 10 МПа и температуре 22 ^{0}С.

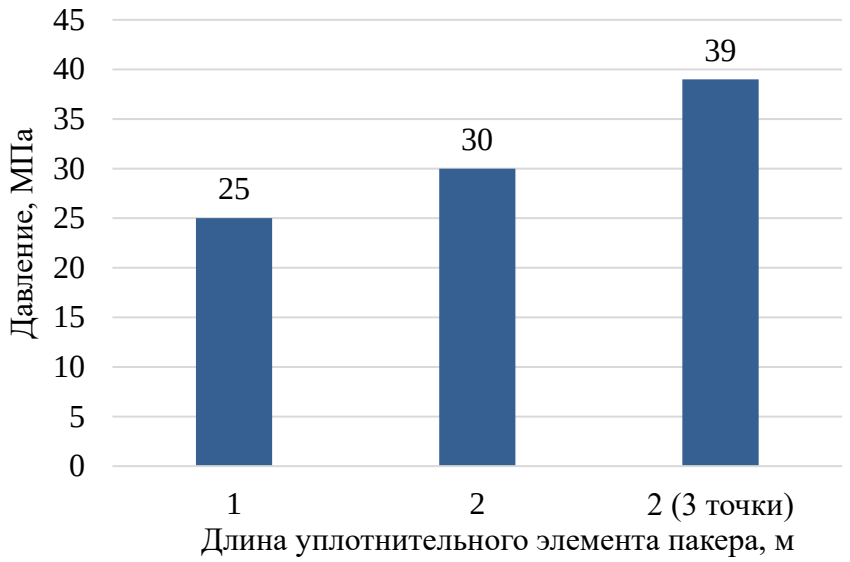


Рисунок 3.13 – Зависимость давления гидропрорыва от длины пакера и площади контакта его уплотнительного элемента с жидкостью

Для открытого ствола диаметром 216 мм и обсадной трубы 146 и 168 мм выполнены испытания эластомера диаметром 206 мм. Давление опрессовки через 15 суток составило 10 МПа для обоих пакеров. После 30 суток набухания повторное давление опрессовки составило 15 МПа (146 мм) и 22,5 МПа (168 мм).

В связи с тем, что повышение минерализации воды увеличивает продолжительность набухания, проведены стендовые испытания пакера длиной 1 м с набуханием в пресной воде в течение 17 суток и дальнейшей выдержкой в высокоминерализованной пластовой воде с минерализацией 238 г/л. Испытания показали, что после набухания пакера в пресной воде с дальнейшей заменой жидкости на минерализованную герметичность пакера сохранилась, давление гидропрорыва составило 17 МПа.

Также были проведены испытания набухшего пакера до и после воздействия кислотного состава (25 %-ной соляной кислоты). Давление гидропрорыва после 4-

часового воздействия кислоты составило 15 МПа для пакера длиной 1 м, набухшего в пластовой воде минерализацией 22 г/л в течение 23 суток.

Для проверки влияния контактного давления на величину гидропрорыва пакер с наружным диаметром 133 мм на обсадной трубе 114 мм был помещен в трубу с внутренними диаметрами 145, 150, 156, 160 мм и после ожидания набухания 30, 38, 59, 38 суток соответственно в пластовой воде минерализацией 22 г/л. Испытания показали, что увеличение степени набухания снижает контактное давление на стенки трубы и снижается давление гидропрорыва (Рисунок 3.14).

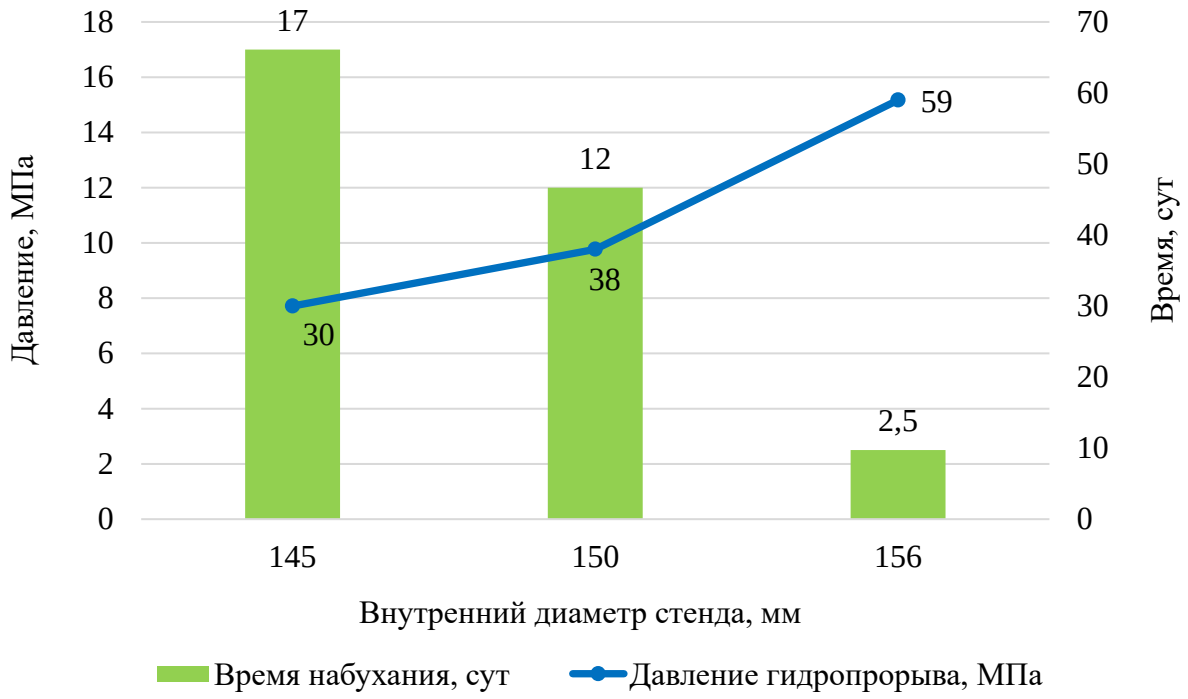


Рисунок 3.14 – Зависимость герметичности пакера от внутреннего диаметра стенда

В ООО «Перекрыватель» (г. Азнакаево) на горизонтальном прессе ПГ-1 испытаны пакера в модели скважины на страгивание после набухания. Пакер номинальным наружным диаметром 144 мм на обсадной трубе 114 мм и внутренний диаметр стенда 151 мм, длина эластомера 1 м.

Условия набухания пакера №1: пластовая вода плотностью 1160 кг/м^3, температура 18-20 ^{0}С, давление 10 МПа. Сила страгивания (выдавливания) набухшего в течение 35 суток пакера составила 100 кН.

Условия набухания пакера №2: модель пластовой воды – 190г NaCl + 60г $CaCl_2$ на 1 л воды, температура 18-20 ^{0}C, давление 17 МПа. Сила страгивания (выдавливания) набухшего пакера составила 75 кН.

3.3 Разработка центратора и манжетного пакера на основе водонабухающего состава

Разработанный водонабухающий состав может найти широкое применение в различных технических устройствах, применяемых при строительстве нефтяных скважин [71].

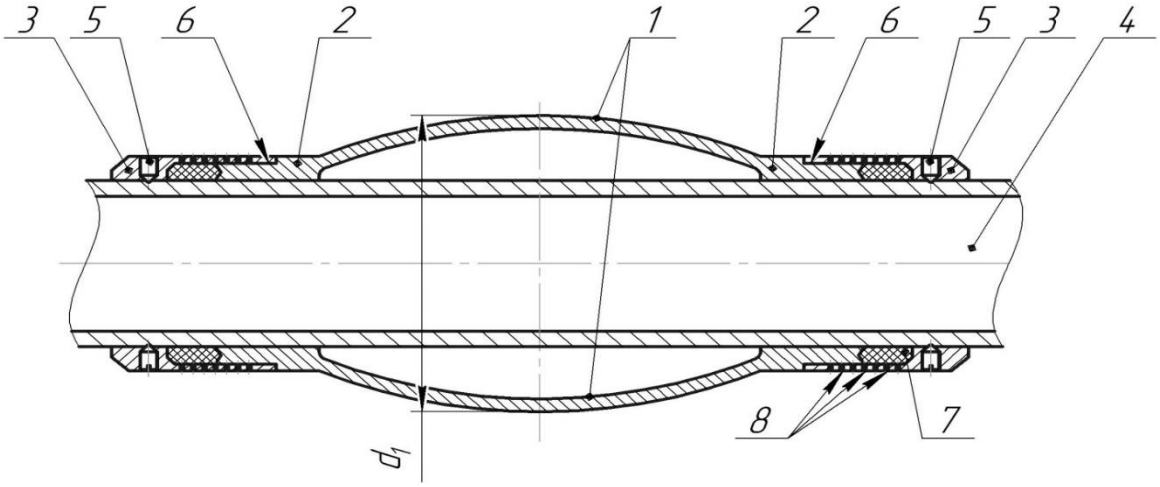
На Рисунке 3.15 изображен центратор обсадной колонны в транспортном состоянии (а) и рабочем положении в процессе цементирования (б) [72].

Центратор обсадной колонны состоит из металлических пластин 1, равномерно закрепленных по периметру на кольцах 2, и стопорных колец 3, расположенных сверху и снизу центратора, закрепленных на обсадной колонне 4 с помощью стопорных винтов 5. В стопорных кольцах 3 выполнены полости 6 в виде кольцевых внутренних выборок, которые заполнены водонабухающим полимером 7. Кольца 2 центратора также вставлены в полости 6 стопорных колец 3 с возможностью продольного перемещения под действием водонабухающего состава 7. Для ускорения процесса набухания состава в стопорных кольцах 3 выполнены отверстия 8.

В процессе спуска обсадной колонны в скважину на нее устанавливаются центраторы на расчетном расстоянии и крепятся стопорными кольцами, например, с помощью стопорных винтов. В отличие от центраторов гидравлического типа в данной конструкции не нарушается целостность обсадной колонны. Центраторы в это время находятся в транспортном положении, диаметр по металлическим пластинам при этом минимальный, что позволяет беспрепятственно спускать колонну обсадных труб в скважину до проектной глубины. После спуска колонны (Рисунок 3.15*б*) в процессе промывки скважины и подготовки ее к цементированию промывочная жидкость попадает в полости, выполненные в виде кольцевых

внутренних выборок. Водонабухающий состав под действием промывочной жидкости начинает увеличиваться в объеме и при этом начинает передавать усилие на кольца, на которых закреплены пластины центратора. Кольца при этом сжимают пластины, и диаметр описанной окружности по пластинам увеличивается до диаметра скважины, что в свою очередь надежно центрирует обсадную колонну относительно стенок скважины.

а)



б)

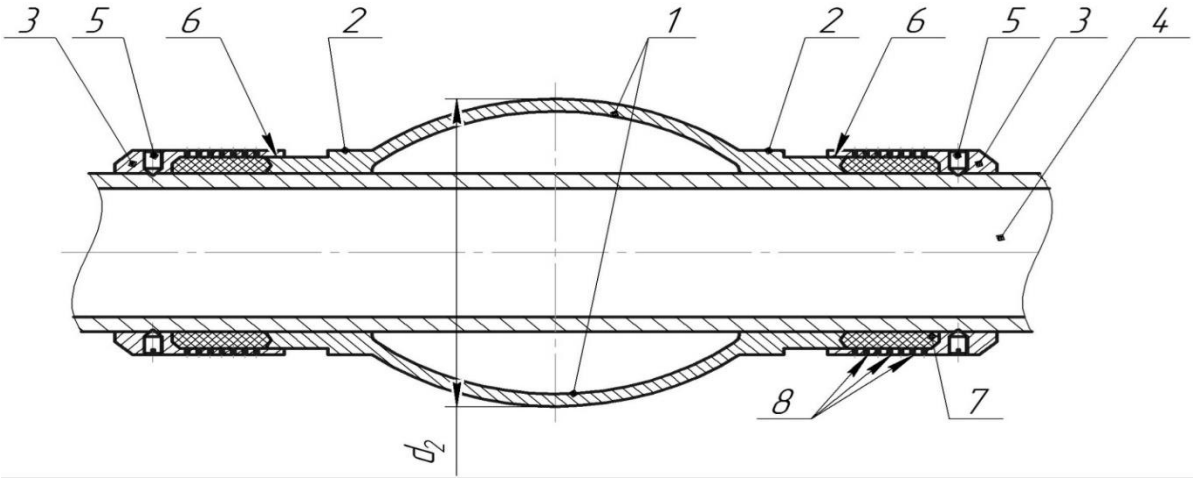
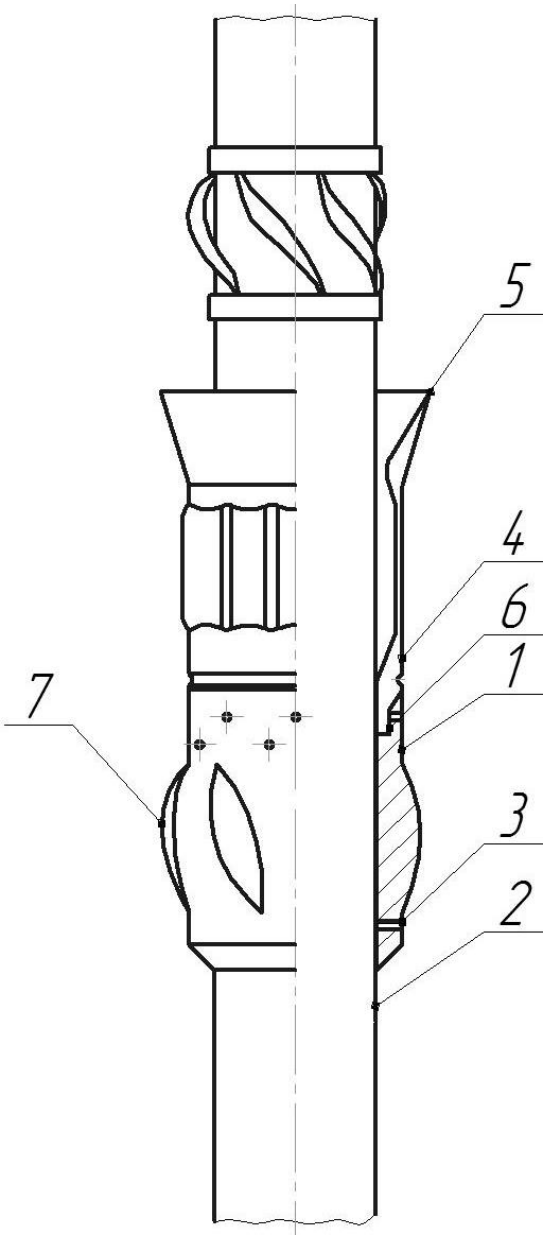


Рисунок 3.15 – Центратор обсадной колонны в транспортном (а) и рабочем (б) положениях

Таким образом, обсадная колонна к началу цементирования будет отцентрирована в скважине с любым углом наклона, в том числе и в горизонтальных скважинах.



На Рисунке 3.16 изображен манжетный разобщитель пластов [73,74]. Манжетный разобщитель пластов состоит из корпуса 1, спускаемого на обсадной колонне труб 2, закрепляемый к ней стопорными элементами 3. В корпусе 1 установлена уплотнительная манжета 4, изготовленная из набухающего состава с верхним концом, выполненным в виде воронки 5, и хвостовой частью, выполненной в виде цилиндра 6. Корпус 1 выполнен с ребрами 7, в верхней цилиндрической части которого во внутренней ее стенке выполнена кольцевая проточка для установки хвостовой части манжеты. Участок между верхней и нижней частями манжеты выполнен гофрированным в продольном направлении с выступами и впадинами.

Рисунок 3.16 – Манжетный разобщитель пластов

Перед спуском в скважину на трубе обсадной колонны с помощью болтов закрепляют корпус манжетного разобщителя. Во внутреннюю кольцевую проточку части центратора вводят цилиндр хвостовой части манжеты и плотно фиксируют к поверхности трубы с помощью стопорных элементов. Выше и ниже разобщителя на расстоянии 0,5-1 м устанавливают центраторы-турбулизаторы потока,

выполняющие защитную роль за счет центрирования обсадной трубы на данном участке относительно необсаженных стенок ствола скважины, тем самым предохраняя манжету разобщителя от возможного разрушения в процессе спуска в скважину.

В собранном виде манжетный разобщитель спускают в скважину на колонне труб до места установки. В процессе спуска обсадной колонны восходящий поток промывочной жидкости прижимает воронку и гофрированную часть манжеты разобщителя к поверхности обсадной трубы. Далее после спуска колонны до забоя ее цементируют, закачивая в заколонное пространство скважины тампонажный раствор. После заполнения заколонного пространства тампонажным раствором и остановки процесса цементирования под действием гидростатического давления столба цементного раствора гофрированная часть манжеты с выступами и впадинами расширяется в радиальном направлении, плотно прижимаясь к стенкам скважины. Цементный раствор, проникая в пространство между расправленной манжетой и трубой, продавливает остатки бурового раствора через технологические отверстия, расположенные в нижней части манжеты. Цементный раствор закупоривает технологические отверстия, в результате чего заполняет пространство. Манжета, полностью расправляясь, прижимается к стенкам ствола скважины и уплотнятся за счет набухания. Таким образом, значительно снижается воздействие гидростатического столба цементного раствора на нижнюю часть цементного столба под разобщителем.

3.4 Разработка технологии применения водонабухающих пакеров при строительстве и ремонте скважин

Предлагается следующая область применения набухающих пакеров:

– разобщение пластов в горизонтальном стволе скважины (Рисунок 3.17);

– отсечение обводненных интервалов в открытом или обсаженном стволе (Рисунки 3.18, 3.19);

– герметизация головы хвостовика в обсадной колонне (Рисунки 3.17, 3.18);

– разобщение интервалов в горизонтальном стволе с последующим проведением гидроразрыва пласта (Рисунок 3.19).

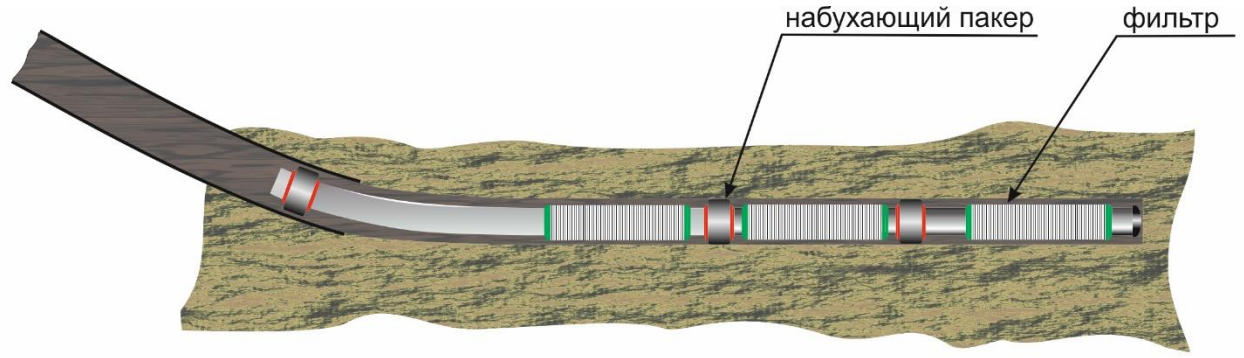


Рисунок 3.17 – Схема разобщения пластов в горизонтальном стволе

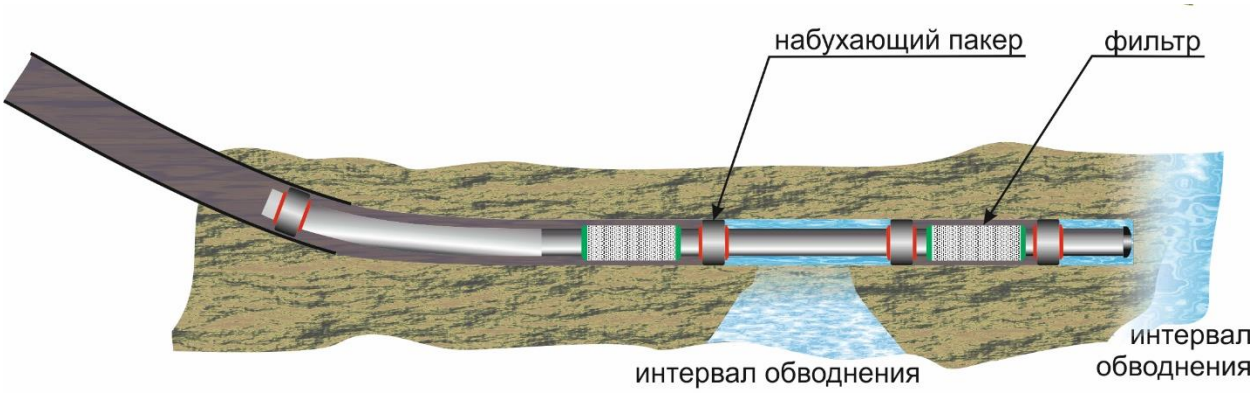


Рисунок 3.18 – Схема отсечения обводненных интервалов в горизонтальном стволе

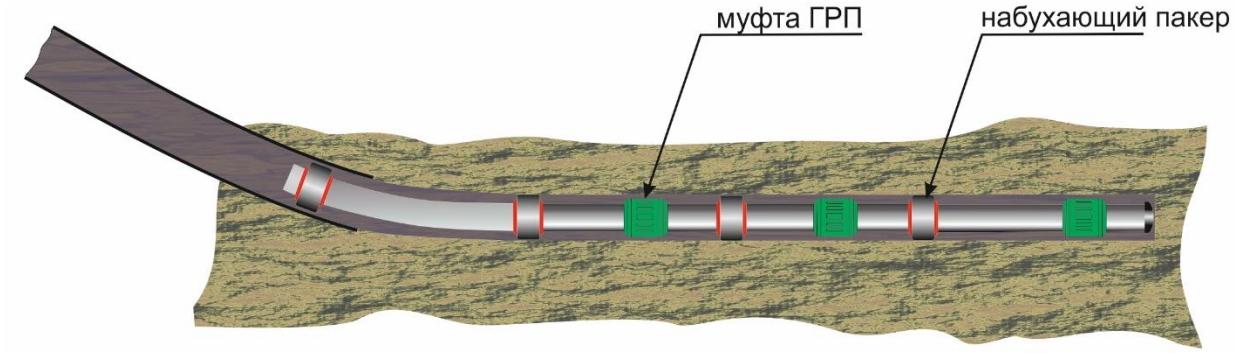


Рисунок 3.19 – Схема хвостовика с пакерами и муфтами ГРП

Необходимость установки и выбор интервала установки пакеров определяются геологической и технологической службами заказчика на основе данных геофизического исследования скважины (ГИС): окончательный каротаж, ГИС приборами «АМК-Горизонт» и акустическим профилемером, ГИС с использованием эжекторного устройства УЭГИС в случае определения интервалов притока воды.

Набухающие пакеры необходимо устанавливать в интервалах плотных пропластков, которые интерпретируются и выделяются по результатам ГИС:

– низкие значения естественного гамма-излучения горной породы по гамма-каротажу;

– высокие значения водородосодержания по нейтронному гамма-каротажу;

– номинальный диаметр скважины по показаниям акустического профилемера (каверномер).

С учётом результатов исследований геологической и технологической службами заказчика подбирается компоновка хвостовика, обеспечивающая разделение горизонтального ствола на перспективные для эксплуатации интервалы, изоляцию водонасыщенных и обводненных интервалов.

Порядок проведения работ при обсаживании горизонтального ствола хвостовиком с набухающими пакерами. Для подготовки ствола к спуску хвостовика с набухающими пакерами необходимо провести проработку горизонтального ствола следующей компоновкой:

– при бурении: долото, гантелеобразный калибратор (или полноразмерный спиральный калибратор, двухметровая утяжеленная бурильная труба, калибратор), переводник, стальные бурильные трубы;

– при проведении ремонтных работ: фрез колонный конусный, калибратор, утяжеленные бурильные трубы стабилизированные, калибратор, стальные бурильные трубы.

Открытый ствол скважины необходимо проработать в интервале от низа эксплуатационной колонны до забоя скважины с промывкой и вращением инструмента до свободного прохождения без посадок. В случае посадок инструмента и сужения ствола скважины использовать расширитель в компоновке низа бурильной колонны. Механическая скорость проработки в местах посадок не более 0,17 м/мин (10 м/час). Перед наращиванием инструмента проводить промывку в количестве не менее 1,5 объёма с 3-кратной проработкой в местах посадок и расхаживанием инструмента на длину квадрата.

После проработки до забоя необходимо приподнять инструмент на 20 м выше низа эксплуатационной колонны, выдержать 2 часа. С целью шаблонировки горизонтального ствола спустить компоновку до забоя скважины без промывки со скоростью не более 1 м/с. Поднять компоновку с доливом скважины при подъёме. Допускается в качестве шаблонировки проводить спуск 3-5 обсадных труб с имитатором набухающего пакера и оснастки головы хвостовика.

Собрать компоновку хвостовика и спустить в скважину на колонне труб. Сверху и снизу трубы пакера установить центраторы. По достижении хвостовиком проектного забоя произвести замену скважинной жидкости на пресную воду [65]. Произвести отцеп хвостовика согласно технической документации на подвеску хвостовика. По требованию заказчика проверку герметичности набухающего пакера в головной части хвостовика проводить опрессовкой закачанной технической жидкости в пространство между эксплуатационной колонной и колонной НКТ, при этом внутри хвостовика должен быть установлен пакер.

Исходя из конструкций скважин предусматривается пять типоразмеров набухающих пакеров (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Основные типоразмеры пакеров

Диаметр трубы, мм	Диаметр пакера, мм	Диаметр скважины, мм	Номинальная поперечная площадь пакера, мм^2	Конечная поперечная площадь пакера, мм^2	Изменение объема, %
101,6	114	124	2099,7	3969,0	89
114,3	133	145	3632,1	6252,2	72
114,3	144	156	6025,2	8852,6	47
146,1	206	216	16564,7	19879,1	20
168,3	206	216	11082,9	14397,3	30

Выводы к главе 3

1. Разработан способ технической реализации повышения изолирующей способности водонабухающего элемента пакера, предусматривающий выполнение этого элемента с изменяющимися физико-механическими свойствами водонабухающей смеси в радиальном направлении (с повышением от ствола

пакера к внешнему диаметру твердости, прочности, степени набухания и уменьшением относительного удлинения при разрыве водонабухающей смеси).

2. Стендовыми испытаниями установлено, что пакер длиной 1 м после набухания в воде с минерализацией до 265 г/л в течение 56 суток выдерживает давление гидропрорыва в диапазоне 10-25 МПа. С увеличением длины эластомера до 2 м давление гидропрорыва увеличивается до 39 МПа.

3. На основе разработанного водонабухающего состава предложены технические решения в виде центратора обсадных колонн и манжетного разобщителя, в которых используются свойства набухающего состава.

4. Разработаны технологии строительства и ремонта скважин с горизонтальным окончанием с применением предложенных водонабухающих пакеров для разобщения пластов с различными коллекторскими свойствами.

ГЛАВА 4. ИСПЫТАНИЕ, ВНЕДРЕНИЕ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ПАКЕРОВ. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТАННЫХ РЕКОМЕНДАЦИЙ

4.1. Промысловые испытания водонабухающих пакеров при строительстве и ремонте скважин с горизонтальным окончанием

Высокий рост степени обводнения скважин, характерный для залежей 302-303, связан с её геологическими особенностями: высокой послойной и зональной неоднородностью коллекторов, низкими фильтрационными, коллекторскими свойствами матрицы породы, наличием трещин, по которым происходит преимущественное движение пластовой воды, слабо охватывая при этом матрицу пород, повышенной вязкостью нефти с низким газовым фактором [75,76]. Фильтрация жидкости в трещинно-пористой среде происходит в основном по трещинам, что приводит к быстрой обводненности добывающей скважины как нагнетаемой, так и подошвенной водой [77].

Для изоляции трещиноватых участков при строительстве скважин в рамках опытно-промысловых работ применена технология обсаживания горизонтального ствола хвостовиком с ВНП производства ПАО «КВАРТ».

Испытания технологии разобщения пластов с разработанными ВНП проведены на залежи 302 ПАО «Татнефть» при строительстве скважин 35387г, 37852г и капитальном ремонте скважин 37972г, 37783г [69].

Скважина 35387г пробурена с бурового блока БУ-75БрЭ в период с 26 марта по 28 апреля 2014 г. Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм спущена на глубину 961 м и зацементирована до устья. Пробурен горизонтальный ствол по башкирским отложениям диаметром 142,9 мм в интервале 961-1126 м на полимерглинистом растворе плотностью 1120 кг/м^3. По результатам окончательного каротажа (Рисунок 4.1) определены интервалы установки ВНП: 951-952 м (на «голове» хвостовика), 1034,5-1035,5м и 1057,5-1058,5 м (Рисунок

4.2). Фильтр с магниевыми заглушками в интервале 1076-1096 м. На Рисунке 4.3 представлены фотографии спуска пакера в скважину 35387г.

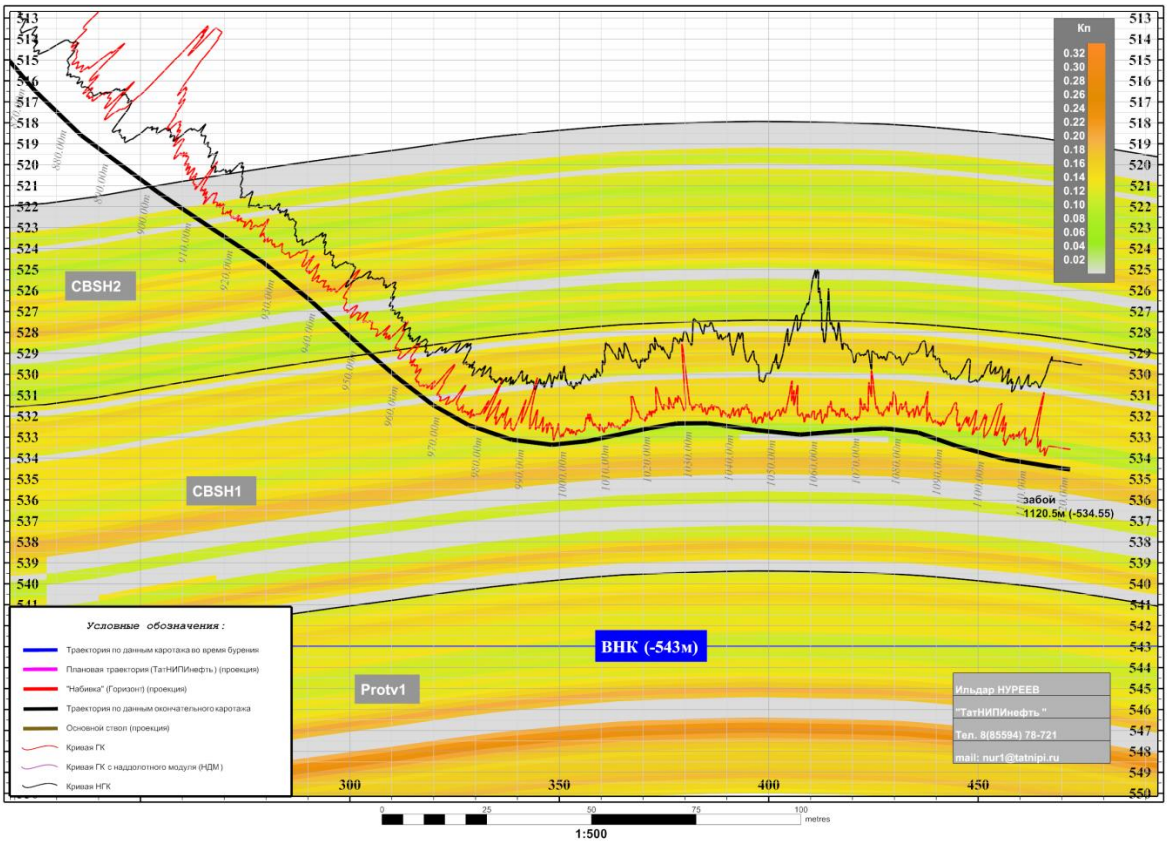


Рисунок 4.1 – Профиль скважины 35387г по параметру пористости с кривыми ГК (красная кривая) и НГК (черная кривая)

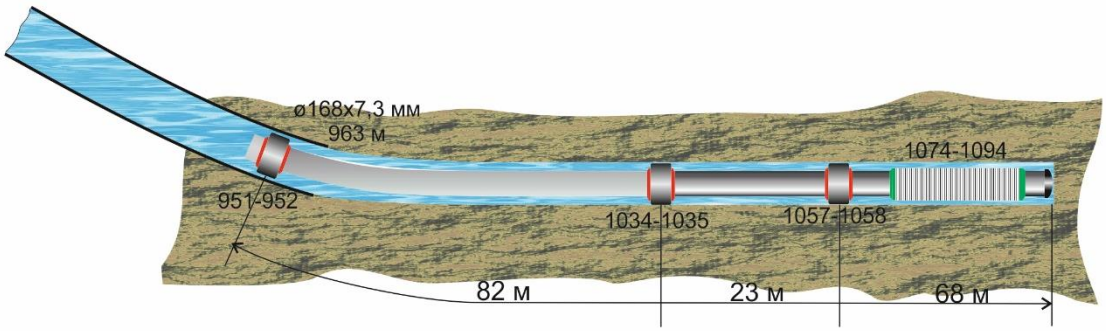


Рисунок 4.2 – Схема конструкции хвостовика в скважине 35387г

Рисунок 4.3 – Спуск пакера в скважину

После спуска хвостовика с ВНП перевели скважину на техническую пресную воду [78]. Через две недели путем опрессовки затрубного пространства определили герметичность пакеров избыточным давлением 4,0 МПа, циркуляция отсутствует – пакеры набухли. В процессе освоения произвели кислотные обработки призабойной зоны (2 м^3 соляной кислотой с поддавкой при давлении 2 МПа; 6 м^3 соляной кислотой с поддавкой при давлении 4 МПа). Ввод скважины в эксплуатацию произвели 28.05.2014.

Скважина 37852г пробурена с бурового блока БУ-75БрЭ (04.04.2014-30.04.2014). Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм спущена на глубину 908 м и зацементирована до устья. Пробурен горизонтальный ствол в нижней части башкирского яруса диаметром 142,9 мм в интервале 908-1048 м на полимерглинистом растворе плотностью 1120 кг/м^3. При бурении встречена зона увеличения механической скорости с поглощением бурового раствора интенсивностью 10 м^3/час в интервале 973,5-975 м, что косвенно указывает на вскрытие трещины. Разрез верхней части характеризуется более плотными породами и слабой кавернозностью по сравнению с нижней частью. На глубине 1012 м (по стволу) отмечается трещиноватость, характерная для разлома. По результатам окончательного каротажа (Рисунок 4.4) рекомендованы следующие интервалы установки ВНП: 891-892 м (на «голове» хвостовика), 947,5-948,5 м, 997,5-998,5 м, а также фильтр с магниевыми заглушками в интервале 1018-1028 м.

Хвостовик с ВНП спущен на забой 29.04.2014. Конструкция забоя скважины 37852г представлена на Рисунке 4.5. После спуска хвостовика с ВНП скважину перевели на техническую пресную воду. Спустили пакер ПРО-ЯМО на НКТ, запакеровались в голове хвостовика, перевели скважину на техническую воду 30.04.2014. Опробование герметичности пакера на голове хвостовика провели 10.05.2014, давление опрессовки в затрубном пространстве – 5МПа. После освоения скважину сдали в эксплуатацию 15.05.2014.

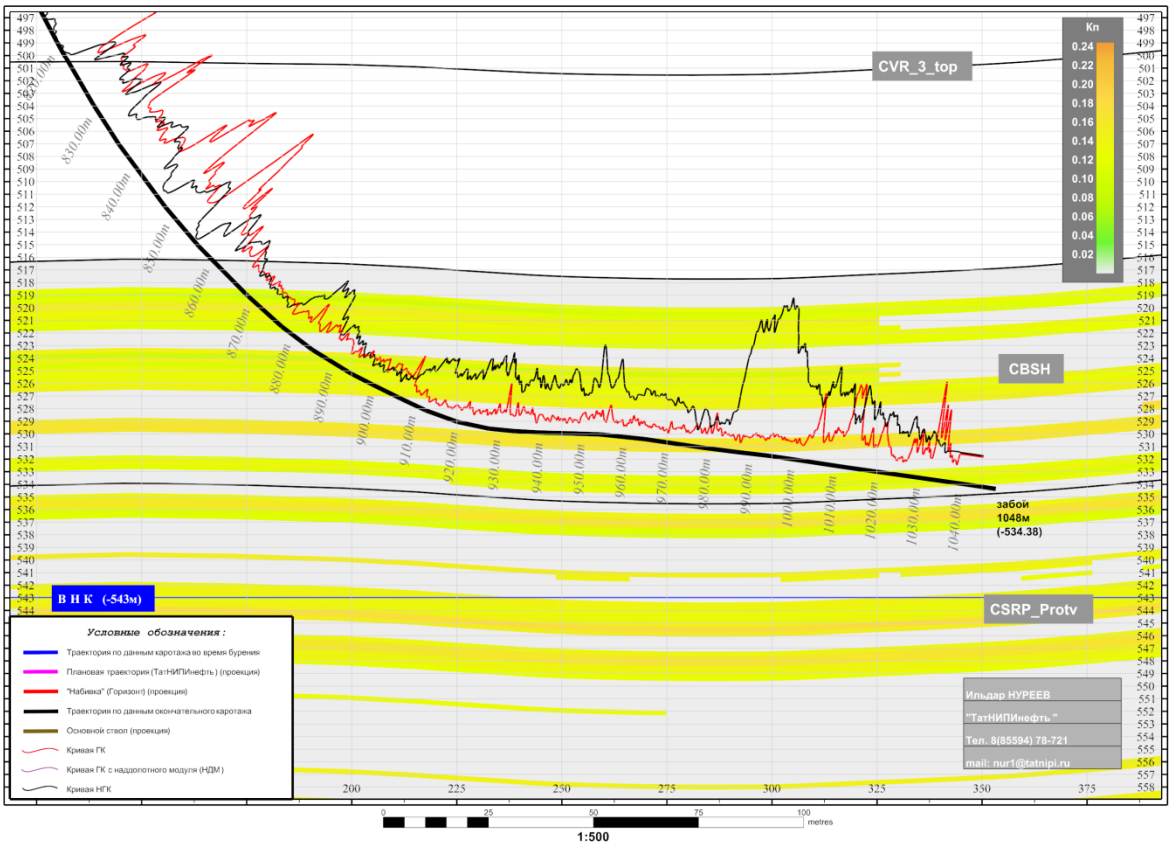


Рисунок 4.4 – Профиль скважины 37852г по параметру пористости с кривыми ГК (красная кривая) и НГК (черная кривая)

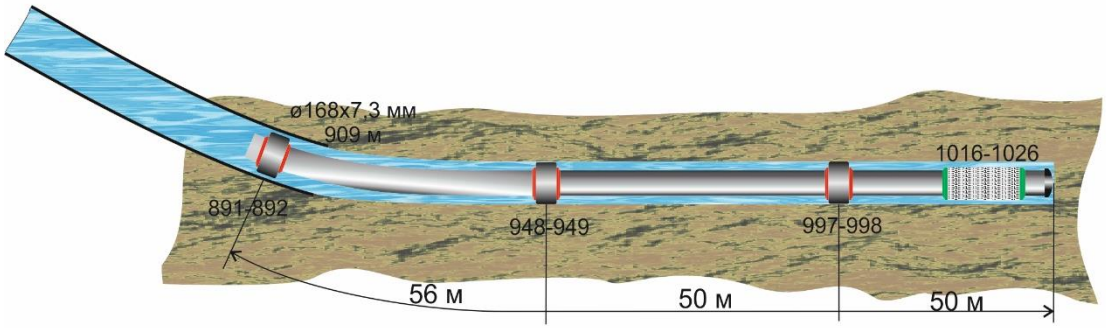


Рисунок 4.5 – Схема конструкции хвостовика в скважине 37852г

Скважина 37783г пробурена и сдана в эксплуатацию в 2012 г. После обводнения продукции до 98 % провели капитальный ремонт скважины. Проработали открытый ствол до глубины 1565 м. Провели геофизические исследования на источник обводнения. По заключению основной приток жидкости отмечается в интервале 1385-1410 (нефть-вода) и 1422-1450 (вода +нефть), слабый

приток из интервалов 1280-1385 (вода) и 1450-1573 (вода). 13 мая 2014 г. спустили 114 мм хвостовика с ВНП в интервалах 1420-1421 м, 1400-1401 м, 1376-1377 м и 1260-1261 м, фильтр в интервале 1431-1441м (Рисунок 4.6). Скважина введена в работу 15.07.2014.

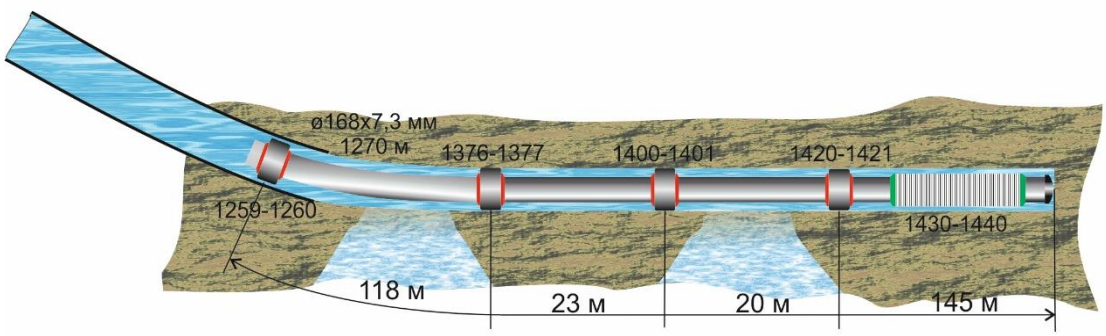


Рисунок 4.6 – Схема конструкции хвостовика в скважине 37783г

Скважина 37972г пробурена и сдана в эксплуатацию в 2010 г. Начало ремонта – 09.04.2014, силами бригады ООО «ТН-АльметьевскРемСервис» произвели следующие работы:

– проработали открытый ствол до глубины 1662 м;

– провели исследование на гибкой трубе с запасованным кабелем: по влагометрии отмечается приток жидкости из интервалов 1388-1410 м (вода+нефть); 1460-1481 (вода+нефть); 1543-1551,8 м (вода+нефть); 1556,4-1567,8 м (вода+нефть); 1615-1631 м (вода+нефть); 1647-1659,6 м (вода+нефть); по скважинному термокондуктивному дебитомеру (СТД) из интервалов 1350-1351,5 м; 1353,5-1354,5 м; 1578,5-1580 м; 1610,4-1611,5 м отмечается приток воды;

– произвели запись акустического каверномера.

26.04.2014 в скважине 37972г спустили хвостовик диаметром 114 мм с ВНП в интервалах 1507-1506, 1471-1470, 1437-1436, 1319-1320 м с фильтром в интервале 1480-1490 м, заменили объем скважины на пресную воду и оставили на реагирование для набухания пакеров (Рисунок 4.7). 17.05.2014 произвели опрессовку закачкой технической жидкости при давлении 5,0 МПа. Скважина введена в работу 30.05.2014.

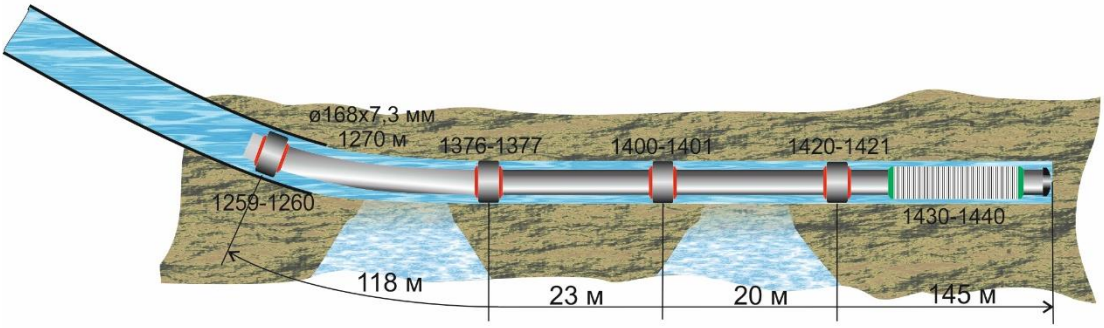


Рисунок 4.7 – Схема конструкции хвостовика в скважине 37972г

4.2 Анализ эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием после установки водонабухающих пакеров

Скважина 35387г пробурена на отложения башкирского яруса, после бурения спущен хвостовик с тремя ВНП. На 01.04.2017 скважина работает с дебитом по жидкости 3,5 м^3/сут и дебитом по нефти 1,77 т/сут, обводненность продукции 44 %. Скважины данного куста, пробуренные в северном направлении, работают с дебитами жидкости не более 1 м /сут, обводненность продукции не превышает 10 %. Низкие показатели работы скважин обусловлены пониженными значениями пластового давления на участке разработки. Исключением является скважина 35384г, которая пробурена в южном направлении, показатели работы скважины: дебит по жидкости 7,1 м^3/сут, дебит по нефти 2,31 т/сут, обводненность продукции – 64 %.

Скважина 37852г пробурена на отложения башкирского яруса, после бурения спущен хвостовик с тремя ВНП На 01.04.2017 скважина работает с дебитом по жидкости 14,6 м^3 /сут, дебит по нефти 1,26 т/сут, обводненность продукции за три месяца эксплуатации выросла с 5 до 67 %. Высокая скорость обводнения объясняется тем, что скважина эксплуатировалась без учета пересечения ею линии разлома [79].

В Таблице 4.1 представлены данные по работе скважин на 01.04.2017. Дебиты скважин 37852г, 37851г, 37855г, подтверждают пересечение горизонтальных стволов наличием в основном открытых трещин и пород с хорошей кавернозностью. Высокие текущие дебиты подтверждают наличие

кавернозных пород и большого числа трещин. Медленное обводнение скважины 37855г объясняется удаленностью от водонефтяного контакта. По аналогии со скважиной 37852г в скважине 37855г был спущен хвостовик с набухающими пакерами фирмы TAM International. Значительный текущий дебит скважины 37853г объясняется тем, что приток нефти идет из высококавернозной зоны в кровле верхне-башкирского интервала.

Таблица 4.1 – Показатели работы скважин

Скважина	Продолжительность эксплуатации, сут	Продуктивный пласт	Интервал установки хвостовика, м	Дебит жидкости, $м^3$/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
35387г	**248**	**Башкирский**	**950-1126 с пакерами КВАРТ**	**6,2**	**4,38**	**22**
35384г	220	Башкирский	838-1022	13	0,17	98,5
35393г	110	Башкирский	847-1047	4	2,88	28
37723г	198	Башкирский	940-1165	10,9	6,86	38
37729г	115	Башкирский	950-1128	3	2,22	26
35391г	220	Протвинский	786-1017	10	1,74	81
37852г	**273**	**Протвинский**	**887-1048 с пакерами КВАРТ**	**12,5**	**5,61**	**51,0**
37854г	191	Протвинский	933-1136	13,2	3,02	75
37855г	179	Башкирский	942-1110 **с пакерами ТАМ**	12,6	6,85	60
37851г	255	Башкирский	898-1169	12,9	1,98	83
37853г	232	Башкирский	948-1094	12,7	2,07	82

Качество сейсморазведки, которая была проведена на 302–303 залежах, позволяет выделить только самые крупные и явные зоны разломов, а при заканчивании скважин необходимо учитывать местоположение разломов, их тип, простирание, наличие прогнозируемых зон повышенной трещиноватости и

кавернозности для оптимизации схемы разработки для более успешной разработки и эксплуатации данной площади [79].

Скважина 37783г пробурена на отложения протвинского горизонта, после обводнения продукции скважины до 98 % при КРС в открытый горизонтальный ствол спущен хвостовик диаметром 114 мм с четырьмя ВНП. На 01.04.2021 скважина работает с дебитом по жидкости 27 м^3/сут и обводненностью 84 %. На Рисунке 4.8 представлены показатели работы скважин. Соседние скважины работают со средними показателями дебит по нефти 1,1 т/сут и обводненностью более 80 %. В скважине 37785г проведены работы в режиме форсированного отбора жидкости, дебит жидкости увеличен до 90 м^3/сут, дебит нефти – 23,9 т/сут, обводненность – 71 %.

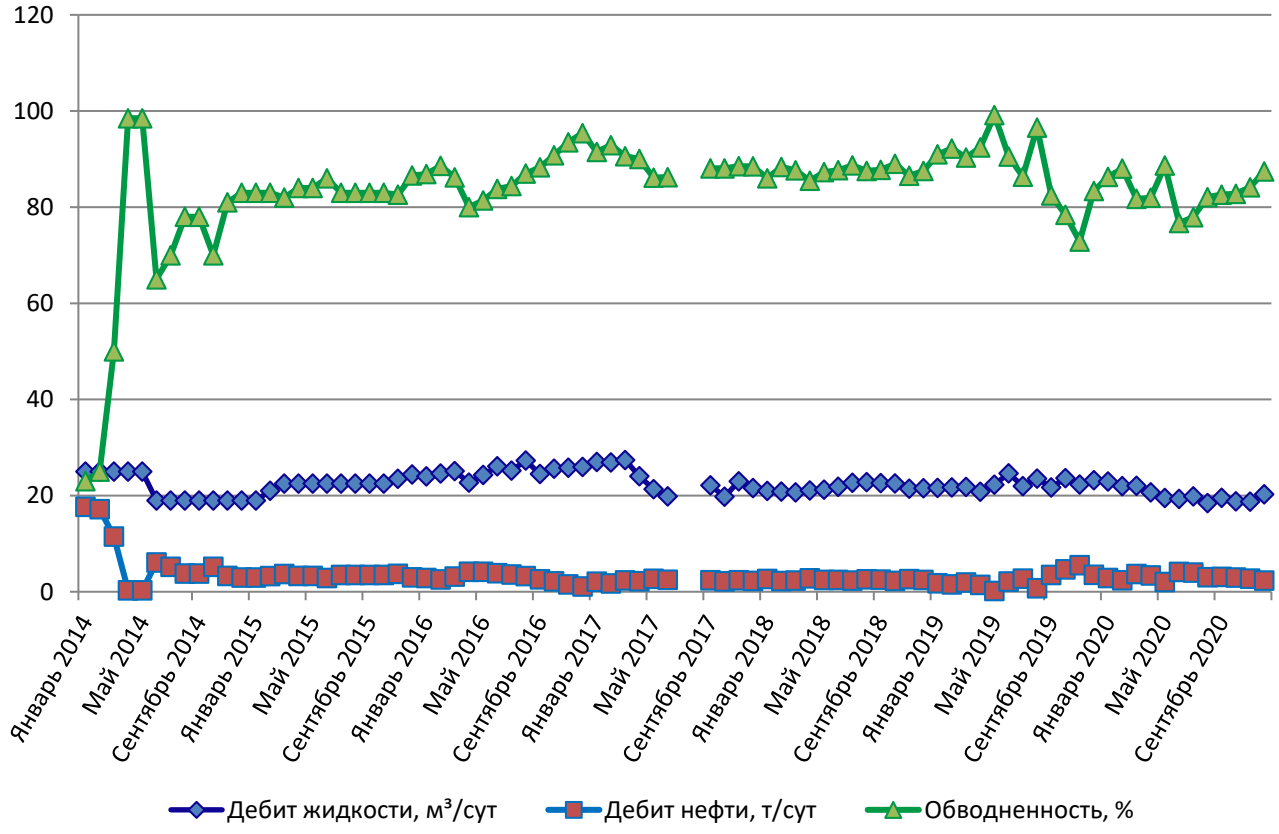


Рисунок 4.8 – Динамика работы скважины 37783г

Скважина 37972г пробурена на отложения протвинского горизонта, после обводнения продукции скважины до 98 % при КРС в открытый горизонтальный

ствол спущен хвостовик диаметром 114 мм с четырьмя ВНП. На 01.07.2021 скважина работает с дебитом по жидкости 42 м^3/сут и обводненностью 94 %. Соседние скважины участка работают со средними показателями дебит по нефти 0,6 т/сут и обводненностью более 95 %. Как видно на Рисунке 4.9, в августе 2015 г. проведены ВИР, которые позволили снизить отбор воды при эксплуатации на год. Таким образом, при КРС на 303 залежи значительных сокращений отбора воды из протвинских отложений достичь не удалось по причине высокой обводненности карбонатного коллектора.

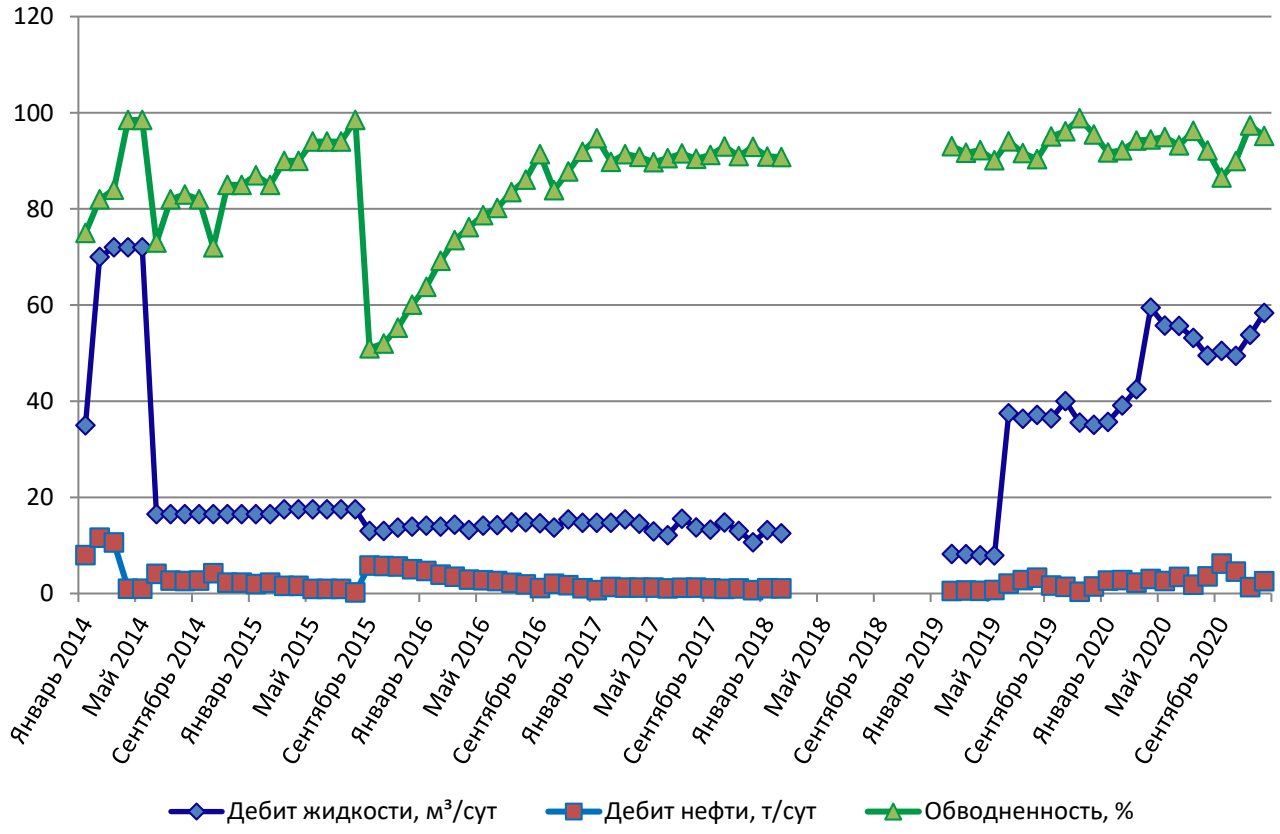


Рисунок 4.9 – Динамика работы скважины 37972г

На залежах 302, 303 начиная с 1992 г. пробурено 126 ГС (в том числе 8 многозабойных), из них на залежи 302 – 32 скважины, на залежи 303 – 94 скважины. Длина условно горизонтального участка ствола изменялась от 78 до 546 м. Дебиты СГО выше дебитов вертикальных скважин в 1,1-6,3 раза на залежи 302 и в 0,9-4,9 раза – на залежи 303. При этом обводненность СГО выше, чем

обводненность вертикальных скважин. В настоящее время одна часть ГС обводняется в процессе эксплуатации, другая – сразу после бурения, что обусловлено как технологией их заканчивания, так и неточностью геологической модели продуктивных объектов и распространения зон трещиноватости. Кроме того, до сих пор не удалось выявить четкую зависимость высоких темпов обводнения ГС от таких факторов, как, например, длина горизонтальной части ствола, расстояние до ВНК, пористость, нефтенасыщенность, глинистость, наличие при бурении зон полного ухода бурового раствора.

4.3 Экономическая эффективность технологии строительства и ремонта скважин с горизонтальным окончанием с применением водонабухающих пакеров

Заколонный ВНП производства ПАО «КВАРТ» предлагается как альтернатива применяемому в ПАО «Татнефть» импортному ВНП компании TAM Int.

Стоимость пакера КВАРТ ниже стоимости пакера TAM, что является единственным фактором формирования экономического эффекта.

В приложении А представлен расчёт квартального эффекта от внедрения ВНП КВАРТ в сравнении с его импортным аналогом TAM. Ежеквартальный эффект от внедрения установки, который будет формироваться в течение 8-летнего расчётного периода, составит 10 тыс. руб.

В Таблице 4.2 представлен расчёт экономического эффекта от внедрения КВАРТ при водоизоляционных работах в сравнении с пакером TAM. Экономический эффект составляет 175,2 тыс. руб./пакер, что на объём внедрения 2015 г. составляет 0,9 млн руб., 2016 г. – 1,8 млн руб., 2017 г. – 2,6 млн руб.

Результаты расчётов подтверждают эффективность применения ВНП КВАРТ как при заканчивании скважин, так и в процессе работ по ограничению водопритока.

Таблица 4.2 – Расчет экономического эффекта от применения пакера КВАРТ взамен ТАМ при водоизоляционных работах

№ п/п	Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Операционная деятельность			
1	Затраты на пакер	397,7	112,0
2	Затраты на НИОКР		2000 / 30 = 66,7
3	Итого себестоимость	397,7	112 + 66,7 178,7
4	Снижение себестоимости		397,7 - 178,7 = 219,0
5	Налог на прибыль		219,0 × 20 % = 43,8
6	Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия:		
7	на 1 пакер		219,0 - 43,8 = 175,2
	на объём внедрения, тыс.руб.		
	2015 г.		175,2 × 5,0 = 876,2
	2016 г.		175,2 × 10,0 = 1752,4
	2017 г.		175,2 × 15,0 = 2628,6

Выводы к главе 4

1. Разработана технология строительства и ремонта скважин с горизонтальным окончанием с применением предложенных водонабухающих пакеров для разобщения пластов с различными коллекторскими свойствами.

2. Промысловые испытания на четырех скважинах 302 залежи ПАО «Татнефть» подтвердили герметичность пакеров методом опрессовки водонабухающего пакера на голове хвостовика, а также стойкость к кислотным составам, применяемым при обработке призабойной зоны пласта.

3. Анализ эксплуатации горизонтальных скважин на 302 залежи показывает, что обводненность скважин с горизонтальным окончанием с пакерами ниже, чем обводненность без разобщения горизонтального ствола пакерами на сегменты.

4. Технико-экономическая эффективность за счет замены импортного пакерного оборудования отечественным, не уступающим по механическим показателям, при строительстве новых скважин составляет 233,8 тыс. руб. на один пакер, при водоизоляционных работах – 175,2 тыс. руб./пакер.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ заканчивания скважин с горизонтальным окончанием в ПАО «Татнефть» показал, что скважину заканчивают открытым забоем (44 %) или обсаживанием нецементируемым обсадным хвостовиком (24 %). При этом обводненность продукции за первые 12 месяцев эксплуатации составляет 13,5 % и 25 %. Разобщение горизонтального ствола на участки производят либо импортными набухающими пакерами, либо профильными разобщителями с увеличением стоимости строительства скважины на 10-15 %.

2. В ходе исследований различных полимеров и каучуков разработан наиболее эффективный состав, в основе которого выбран бутадиен-нитрильный каучук марки БНКС-28АМН и водонабухающий полимер – полиакриламид марки В-50Э производства ООО «АКРИПОЛ» (г. Саратов). Разработанная водонабухающая смесь способна набухать при низких температурах (20-25 ^{0}С) и высокой минерализации вод (238 г/л). Стендовыми и промысловыми испытаниями подтверждена герметизирующая способность разработанных водонабухающих пакеров для различных скважинных условий (минерализованность пластовой воды, температура пласта и типоразмер пакера).

3. Разработан способ технической реализации повышения изолирующей способности водонабухающего элемента пакера, предусматривающий выполнение этого элемента с изменяющимися физико-механическими свойствами водонабухающей смеси в радиальном направлении (с увеличением от ствола пакера к внешнему диаметру твердости, прочности, степени набухания и уменьшением относительного удлинения при разрыве водонабухающей смеси).

4. Разработана технология строительства и ремонта скважин с горизонтальным окончанием с применением предложенных водонабухающих пакеров для разобщения пластов с различными коллекторскими свойствами.

Для практического применения технологии разработана «Инструкция по технологии разобщения пластов водонабухающими пакерами» в ПАО «Татнефть» (РД 153-39.0-876-14).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Идиятуллина, З.С. Применение горизонтальных технологий на месторождениях Республики Татарстан на поздней стадии разработки (этапы развития и перспективы бурения) / З.С. Идиятуллина, И.Н. Хакимзянов. – Текст : непосредственный // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 4-6 сент. 2013 г. – Казань : Фэн, 2013. – С. 200-203.

2. Исхаков, А.Р. Совершенствование конструкций забоев при заканчивании скважин с горизонтальным окончанием ствола / А.Р. Исхаков. – Текст : непосредственный // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» : 13-14 апр. 2016 г., г. Бугульма / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2016. – С. 274-276.

3. Булатов, А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : учеб. пособие : в 4 т. Т. 4 / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом - Юг, 2014. – 462 с. – Текст : непосредственный.

4. Шаманов, С.А. Бурение и заканчивание горизонтальных скважин / С.А. Шаманов. – М .: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 190 с. – Текст : непосредственный.

5. Булатов, А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – 2-е изд., доп. и уточн. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2009. – 862 с. – Текст : непосредственный.

6. Исхаков, А.Р. Разработка оборудования для цементирования обсадного хвостовика с вращением / А.Р. Исхаков. – Текст : электронный // Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть» : Секция № 2 «Бурение, исследование и ремонт скважин». – Бугульма, 2016.– 4 с. – URL: http://10.2.1.52/upload/sms/2016/bur/007.pdf (дата обращения: 12.07.2021).

7. Ларин, П.А. Проблемы качественного крепления нефтегазовых скважин сложного профиля / П.А. Ларин, Ю.А. Гуторов, С.Н. Якунина. – Октябрьский, 2013. – 172 с. – Текст : непосредственный.

8. Investigating the Benefits of Rotating Liner Cementing and Impact Factors / Quek Khang Song, Hao Wang, Weicun Dong, Roger Bradshaw, Wei Cui, Johnson Njoku // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Singapore, 22-24 August 2016. – URL: https://doi.org/10.2118/180578-MS.

9. Рябоконь, С.А. Устройство для вращения обсадной колонны в процессе ее цементирования / С.А. Рябоконь, В.М. Мильштейн, А.В. Лазаренко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 72-73.

10. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин : учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М. : Недра, 2000. – 670 с. – Текст : непосредственный.

11. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей : учебник / С.Ф. Комлева, Б.С. Измухамбетов, О.Ф. Кондрашев, Н.А. Ногаев. – Уфа : Монография, 2008. – 188 с. – Текст : непосредственный.

12. Комплекс для регулируемого разобщения горизонтальных скважин / Н.Л. Щавелев, Б.Р. Саркисянц, Ю.З. Цырин, В.И. Ванифатьев, С.В. Терентьев, А.К. Дудаладов. – Текст : непосредственный // Бурение. – 2000. – № 8. – С. 13-15.

13. Пакеры и специнструмент для разобщения пластов при креплении скважин / Ю.З. Цырин, В.И. Ванифатьев, Л.Х. Фарукшин, А.К. Дудаладов, П.А. Чуев. – М. : ВНИИОЭНГ, 1990. – 125 с. – (Нефтяная промышленность. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: обзор. информ. / ВНИИОЭНГ). – Текст : непосредственный.

14. Патент США № 6752205 B2, МПК7 E21B 33/127. Надувной пакер, предварительно напряженный : № 2003/0196795 : заявлено 23.10.2003 : опубликовано 22.06.2004 / Andrew Kutac (US), Paul A. Reinhardt (US), Dennis

E. Roessler (US), Charles O. Stokley (US) ; заявитель и патентообладатель TAM International, Inc., Houston, Texas (US). – Текст : непосредственный.

15. Патент США № 6988557 B2, МПК7 E21B 23/00. Самоуплотняющийся расширяемый надувной пакер : № 2004/0231861 : заявлено 25.11.2004 : опубликовано 24.01.2006 / James K. Whanger (US), James Oliver (US) ; заявитель и патентообладатель Weatherford/Lamb, Inc., Houston, Texas (US). – Текст : непосредственный.

16. Ягафаров, А.С. Техника и технология заканчивания и освоения нефтедобывающих скважин с разобщением горизонтального ствола на сегменты : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.15 / А.С. Ягафаров ; АГНИ ; научный руководитель доктор технических наук, профессор Г.С. Абдрахманов. – Бугульма, 2016. – 25 с. : ил. – Текст : непосредственный.

17. Технология для управляемой эксплуатации горизонтальных скважин / Н.Г. Ибрагимов, С.В. Любецкий, И.Ф. Галимов, Н.Х. Хамитьянов, Р.Х. Фаткуллин, А.С. Ягафаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 44-47.

18. Техника и технология заканчивания и освоения нефтедобывающих скважин с разобщением горизонтального ствола на сегменты / А.С. Ягафаров, Г.С. Абдрахманов, В.П. Филиппов, Д.В. Максимов. – Текст : непосредственный // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» : 13-14 апр. 2016 г., г. Бугульма / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2016. – С. 276-278.

19. Миноль-Рахальская, О.Ю. Инновационный проект KRAIBURG и NG Technology «Набухающие пакеры». Новые разработки эластомеров в нефтяной и газовой промышленности / О.Ю. Миноль-Рахальская. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 46-48.

20. Комплекс технических и технологических решений для повышения качества крепления при строительстве скважин / А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин. – Текст : электронный // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 16-18 октября 2017 г., Москва, Россия. – URL: https://doi.org/10.2118/187729-MS (дата обращения: 12.07.2021).

21. Куренов, М.В. Особенности использования разбухающих пакеров для разобщения горизонтальных участков скважин на шельфе Каспийского моря / М.В. Куренов, Д.В. Елисеев. – Текст : непосредственный // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2011. – № 2 (52). – С. 69-72.

22. Системы заканчивания скважин Halliburton – URL: http://www.halliburton.com/ru-ru/products-services/well-completions/default. page?node-id=ijb9205z (дата обращения: 12.07.2021). – Текст : электронный.

23. Разобщение пластов. – URL: https://www.weatherford.com/ru /products-services/well-construction/zonal-isolation.html (дата обращения: 12.07.2021). – Текст : электронный.

24. Катеев, Р.И. Опыт применения водонефтенабухающих заколонных пакеров «TAM International» / Р.И. Катеев, А.Р. Исхаков, И.М. Зарипов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – Вып. 79. – С. 213-220.

25. Совершенствование технических средств для разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков / В.В. Торопынин, В.И. Ванифатьев, А.В. Власов, А.Г. Фомин, А.М. Захаров. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2009. – № 12. – С. 49-51.

26. Анализ эффективности горизонтальных скважин / Н.У. Маганов, Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, В.Н. Петров, И.Н. Хакимзянов, З.С. Идиятуллина, А.Г. Зиятдинов. – Текст : непосредственный //

Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. основателю горизонт. бурения - А.М. Григоряну, Казань, 6-7 сент. 2017 г. – Казань : Слово, 2017. – С. 71-80.

27. Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров, Д.А. Разживин, Д.Т. Киямова. – Казань : Фэн АН РТ, 2014. – 239 с. : ил. – Текст : непосредственный.

28. Идиятуллина, З.С. Совершенствование технологий выработки запасов нефти из отложений карбонатного и терригенного девона месторождений Татарстана скважинами с горизонтальным окончанием : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / З.С. Идиятуллина ; ТатНИПИнефть ; научный руководитель доктор технических наук И.Н. Хакимзянов. – Бугульма, 2017. – 105 с. : ил. – Текст : непосредственный.

29. Новые технологии с использованием скважин с горизонтальным окончанием в разработке нефтяных месторождений / Р.Р. Ибатуллин, Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов. – Текст : непосредственный // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 4-6 сент. 2013 г. – Казань : Фэн АН РТ, 2013. – С. 332-338.

30. Назимов, Н.А. Особенности характера течения флюидов в горизонтальных скважинах по данным глубинных исследований: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Н.А. Назимов ; НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2007. – 162 с. : ил. – Текст : непосредственный.

31. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, А.И. Никифоров. – Казань : Фэн АН РТ, 2011. – 320 с. – Текст : непосредственный.

32. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли / В.Г. Григулецкий. – Текст : непосредственный // Технологии ТЭК. – 2007. – № 4. – С. 14-16.

33. Анализ динамики обводнения скважин с горизонтальным окончанием в процессе эксплуатации / Ф.Ф. Ахмадишин, Г.С. Абдрахманов, Н.Х. Хамитьянов, Д.В. Максимов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2018. – Вып. 86. – С. 211-214.

34. ГОСТ 4650-2014 (ISO 62:2008) Пластмассы. Методы определения водопоглощения (с поправкой) : межгосударственный стандарт : издание официальное : введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 мая 2014 г. № 466-ст : взамен ГОСТ 4650-80 : дата введения 2015-03-01. – М. : Стандартинформ, 2014. –15 с. – Текст : непосредственный.

35. Исхаков, А.Р. Лабораторные исследования водонабухающего эластомера / А.Р. Исхаков, Р.Р. Кадыров. – Текст : непосредственный // Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, 24 апреля 2015 г. : сб. науч. тр. – Уфа : УГНТУ, 2015. – Т. 1. – С. 143-151.

36. Проведение лабораторных и стендовых исследований при разработке отечественного водонабухающего пакера / Р.И. Катеев, А.Р. Исхаков, И.М. Зарипов, А.А. Исмагилов, А.М. Зарипов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82. – С. 235-240.

37. ГОСТ 9.707-81. Единая система защиты от коррозии и старения. Материалы полимерные. Методы ускоренных испытаний на климатическое старение : государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : утвержден постановлением Госстандарта СССР от 25 декабря 1981 г. № 5664 : введен впервые : дата введения 1983-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 79 с. – Текст : непосредственный.

38. Зуев, Ю.С. Разрушение эластомеров в условиях, характерных для эксплуатации / Ю.С. Зуев. – М. : Химия, 1980. – 288 с. – Текст : непосредственный.

39. Зуев, Ю.С. Стойкость эластомеров в эксплуатационных условиях / Ю.С. Зуев, Т.Г. Дегтева. – М. : Химия, 1986. – 262 с. – Текст : непосредственный.

40. Хакимуллин, Ю.Н. Структура, свойства и применение радиационных регенератов резин на основе бутилкаучука / Ю.Н. Хакимуллин. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2011. – 187 с. – Текст : непосредственный.

41. Модификация свойств эластомерных композиций / Н.Р. Прокопчук, Ж.С. Шашок, А.В. Касперович, И.С. Ташлыков. – Минск : БГТУ, 2012. – 217 с. – Текст : непосредственный.

42. ГОСТ 28588.1-90. Резина. Подготовка проб и образцов для испытаний. Часть 1. Физические испытания : межгосударственный стандарт : издание официальное : введен в действие постановлением Госстандарта СССР от 21 июня 1990 г. № 1726 : введен впервые : дата введения 1992-07-01. – М. : Стандартинформ, 2005. – 6 с. – Текст : непосредственный.

43. Носиков, А.Ф. Свойства водонабухающих резин на основе наирита / А.Ф. Носиков, В.И. Колесник. – Текст : непосредственный // Каучук и резина. –1994. – № 5. – С. 11-13.

44. Корнев, А.Е. Технология эластомерных материалов : учебник для вузов / А.Е. Корнев, А.М. Буканов, О.Н. Шевердяев ; под ред. А.Е. Корнева. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Истек, 2009. – 502 с. – Текст : непосредственный.

45. Patent 7,687,571 US, Int. Cl. C 08 L 23/00, C 08 L 51/00. Swellable elastomer-based apparatus, oilfield elements comprising same, and methods of using same in oilfield applications : № 12/100,434 : applied 10.04.2008 : published 30.03.2010 / Nitin Y. Vaidya, Rashmi B. Bhavsar ; assignee Schlumberger Technology Corporation. – 25 p.

46. Patent 8,490,707 US, Int. Cl. E 21 B 33/12. Oilfield apparatus and method comprising swellable elastomers : № 13/004,442 : applied 11.01.2011 : published 23.07.2013 / Agathe Robisson, Francois Auzerais, Sudeep Maheshwari, Kuo-Chiang Chen, Partha Ganguly, Nitin Vaidya ; assignee Schlumberger Technology Corporation. – 16 p.

47. Patent 8,696,963 US, Int. Cl. B 29 C 71/02, C 08 J 5/00, E 21 B 33/12. Functionally graded swellable packers : № 13/545,051 : applied 10.07.2012 : published 15.04.2014 / Nitin Y. Vaidya, Evgeny Barmatov ; assignee Schlumberger Technology Corporation. – 10 p.

48. Application 2013/0096038 US, Int. Cl. C 08 L 23/16. Enhanced oilfield swellable elastomers and methods for making and using same : № 13/645,460 : applied 04.10.2012 : published 18.04.2013 / Byong Jun Kim, Keith Charles Spacey, Deborah Lynn Banta, William David Breach ; assignee Weatherford/LAMB, Inc. - – 19 p.

49. Patent 7,059,415 US, Int. Cl. E 21 B 33/12, E 21 B 43/14. Wellbore system with annular seal member : № 10/484,221 : applied 18.07.2002 : published 13.06.2006. / Martin Gerard Rene Bosma, Erik Kerst Cornelissen ; assignee Shell Oil Company. – 7 p.

50. Patent 5,384,370 US, Int. Cl. C 08 L 27/10. Rubbers swellable with water and aqueous solutions and the method for producing the same : № 189,306 ; applied 31.01.1994 : published 24.01.1995 / Petr Vondracek, Petr Lopour, Jiri Sulc ; assignee Ceskoslovenska akademie ved. – 4 p.

51. Application 2009/0139710 US, Int. Cl. E 21 B 23/01, C 08 L 11/00, C 08 L 19/00, C 08 L 7/00. Swellable compositions and methods and devices for

controlling them : № 11/948,501 : applied 30.11.2007 : published 04.06.2009. / Agathe Robisson, Partha Ganguly, Huilin Tu, Tania Chan, Dominique Guillot, Kevin Forbes ; assignee Schlumberger Technology Corporation. – 16 p.

52. ТУ 2216-016-55373366-2007. Полимер акриламида АК 639 водопоглощающий. Технические условия : утверждены 12.05.2008 / разработчик ООО «Акрипол». – Текст : непосредственный.

53. ТУ 2216-001-40910172-14. Праестол технический. – Текст : непосредственный.

54. ТУ 2231-017-32957739-09. Полицелл КМЦ-9Н. – Текст : непосредственный.

55. Патент 2580564 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Водонабухающий пакер : № 2015124356/03 : заявлено 23.06.2015; опубликовано 10.04.2016 / Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Исмагилов Ф.З. [и др.] ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Камско-Волжское акционерное общество резинотехники «КВАРТ». – Текст : непосредственный.

56. ГОСТ 9.024-74. Единая система защиты от коррозии и старения. Резины. Метод испытания на стойкость к термическому старению. государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : утвержден постановлением Госстандарта СССР от 26 апреля 1974 г. № 1005 : взамен ГОСТ 271-67 : дата введения 1975-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 1989. – 11 с. – Текст : непосредственный.

57. Метод оценки долговечности набухающей резины для пакеров / А.М. Сулейманов, Д.С. Смирнов, А.С. Лобанова. – Текст : непосредственный // Известия Казанского государственного архитектурно-строительного университета. – 2019. – № 7(50). – С. 376-385.

58. Патент 2362006 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/127 (2006.01). Надувной пакер с набухающим слоем : № 2006122635 : заявлено 18.11.2004 : опубликовано 20.07.2009 / Вуд Эдуард Т. (США), Бадке

Грегори С. (США); заявитель и патентообладатель Бейкер Хьюз Инкорпорейтед (США). – Текст : непосредственный.

59. Патент 2413836 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Способ образования кольцевого барьера в подземной скважине, способ изготовления скважинного пакера и конструкция скважинного пакера : № 2009113625/03 : заявлено 11.09.2006 : опубликовано 20.10.2010 / Чокер Кристофер Дж. (No), Солхеуг Кристиан (No), Кеннеди Джерард П. (No), Севре Альф Колбьерн (No) ; заявитель и патентообладатель Хэллибертон Энерджи Сервисиз, Инк. (US). – Текст : непосредственный.

60. Патент 2302512 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Уплотняющая система и способ уплотнения для использования в стволе скважины (варианты) : № 2005107095/03 : заявлено 11.03.2005 : опубликовано 10.07.2007 / Пател Динеш Р. (US), Хилсман Й. Джил III (US), Омер Эрве (US) [и др.] ; заявитель и патентообладатель Шлюмбергер Холдингз Лимитед (VG). – Текст : непосредственный.

61. Патент 2477365 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01), E21B 23/06 (2006.01). Якоря разбухающих пакеров : № 2011130848/03 : заявлено 22.07.2011 : опубликовано 23.07.2010 / Лембке Джеффри Дж. (US) ; заявитель и патентообладатель Везерфорд/Лэм, Инк. (US). – Текст : непосредственный.

62. Патент 2488685 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Заколонный самоуплотняющийся манжетный пакер : № 2012104727/03 : заявлено 09.02.2012 : опубликовано 27.07.2013 / Габбасов Т.М., Катеев Р.И. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

63. Патент на полезную модель 86650 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Пакер : № 2009120279/22 : заявлено 28.05.2009 : опубликовано 10.09.2009 / Власов А.В., Фомин А.Г., Ванифатьев В.И.,

Торопынин В.В. ; заявитель и патентообладатель Власов А.В., Фомин А.Г., Ванифатьев В.И., Торопынин В.В. – Текст : непосредственный.

64. Патент на полезную модель 108095 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Пакер : № 2011121022/03 : заявлено 26.05.2011 : опубликовано 10.09.2011 / Власов А.В., Фомин А.Г., Торопынин В.В. ; заявитель и патентообладатель Власов А.В., Фомин А.Г., Торопынин В.В. – Текст : непосредственный.

65. Отечественный водонабухающий пакер для заканчивания и ремонта скважин с горизонтальным окончанием ствола / А.К. Азизова, А.Р. Исхаков, Р.И. Катеев, Р.Р. Кадыров, А.А. Габбасова, А.К. Сахапова. – Текст : непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 6. – С. 26-30.

66. Патент 2584171 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Водонабухающий пакер : № 2015124354/03 : заявлено 23.06.2015 : опубликовано 20.05.2016 / Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Исмагилов Ф.З. [и др.] ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Камско-Волжское акционерное общество резинотехники «КВАРТ». – Текст : непосредственный.

67. Патент 2605242 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Пакер скважинный набухающий : № 2016100760/03 : заявлено 11.01.2016 : опубликовано 20.12.2016 / Зарипов И.М., Исхаков А.Р., Киршин А.В., Оснос В.Б. ; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

68. Патент 2605249 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Пакер скважинный набухающий : № 2015148091/03 : заявлено 09.11.2015 : опубликовано 20.12.2016 / Зарипов И.М., Исхаков А.Р., Киршин А.В., Оснос В.Б. ; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

69. Применение водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин залежей 302-303 / Н.Г. Ибрагимов, Ф.З. Исмагилов, А.К. Азизова, С.В. Любецкий, Р.И. Катеев, А.Р. Исхаков. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 48-50.

70. Разработка водонабухающих пакеров для разобщения пластов и снижения водопритока нефтедобывающих скважин / А.К. Азизова, А.А. Габбасова, Р.И. Катеев, А.Р. Исхаков, Р.Р. Кадыров. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 7-8. – С. 60-63.

71. Технология селективной изоляции пластов в цементируемом интервале скважин с применением водонабухающих манжетных устройств / Р.И. Катеев, Т.М. Габбасов, А.Р. Исхаков, И.М. Зарипов, А.М. Зарипов, Р.М. Миннуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 44-47.

72. Патент 2640849 Российская Федерация, МПК7 E21B 17/10 (2006.01). Центратор обсадной колонны : № 2017111383 : заявлено 04.04.2017 : опубликовано 12.01.2018 / Зарипов И.М., Исхаков А.Р., Киршин А.В., Оснос В.Б ; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

73. Исхаков, А.Р. Технические устройства с применением водонабухающего состава / А.Р. Исхаков, И.М. Зарипов. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2021. – № 2. – С. 134-144. – URL: https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.134-144 (дата обращения: 12.07.2021).

74. Патент 2607485 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Манжетный разобщитель пластов : № 2015152332 : заявлено 07.12.2015 : опубликовано 10.01.2017 / Зарипов И.М., Исхаков А.Р., Шаяхметов А.Ш. ; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

75. Хисамов, Р.С. Оценка трещиноватости опытного участка 302 залежи Куакбашской площади Ромашкинского месторождения / Р.С. Хисамов, М.М. Хамидуллин, С.В. Нечваль. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 53-55.

76. Хамидуллин, М.М. Повышение эффективности разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов (на примере разработки залежей 302-303 Ромашкинского месторождения) : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / М.М. Хамидуллин ; ОАО «Татнефть» НГДУ «Лениногорскнефть». – Бугульма, 2006. – 24 с. – Текст : непосредственный.

77. Характер преждевременного обводнения карбонатных коллекторов залежи 302 Ромашкинского месторождения / Р.С. Хисамов, Р.С. Нурмухаметов, М.М. Хамидуллин, С.В. Нечваль, И.Ф. Галимов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 2. – С. 17-21.

78. Патент 2581593 Российская Федерация, МПК7 E21B 33/12 (2006.01). Способ эксплуатации скважинного нефтепромыслового оборудования : № 2015124355/03 : заявлено 23.06.2015 : опубликовано 20.04.2016 / Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Исмагилов Ф.З. [и др.] ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Камско-Волжское акционерное общество резинотехники «КВАРТ». – Текст : непосредственный.

79. Агафонов, С.Г. Новая модель геологического строения залежей 302-303 по данным бурения горизонтальных скважин / С.Г. Агафонов, И.В. Нигмадзянова, И.И. Бакиров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 22-25.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

В качестве методики

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

от применения заколонного водонабухающего пакера производства ПАО «КВАРТ»

1. Аннотация

Во многих случаях применение набухающих пакеров может служить безопасной и упрощенной альтернативой разобщения пластов методу цементирования и перфорации.

При контакте пакеров со скважинными флюидами эластомер разбухает за счет поглощения жидкости и герметизирует затрубное пространство в открытой либо обсаженной скважине. Данные пакеры не имеют движущихся частей, для их установки в затрубном пространстве не требуется специального оборудования, и поэтому вероятность поломки такого оборудования исключается.

Технология хорошо зарекомендовала себя как при заканчивании скважин, так и при проведении водоизоляционных работ.

2. База сравнения и методика расчета

Заколонный водонабухающий пакер ПАО «КВАРТ» предлагается как альтернатива применяемому в ПАО «Татнефть» импортному водонабухающему пакеру компании TAM Int..

Стоимость пакера КВАРТ ниже стоимости пакера TAM, что является единственным фактором формирования экономического эффекта.

Расчёт экономического эффекта выполняется согласно основным требованиям РД-153-39.0-620-09 «Положение по определению экономической эффективности внедрения результатов интеллектуальной деятельности» по формуле:

$$Э=З_1-З_2,$$

где $Э$ – экономический эффект от использования мероприятия;

$З_1$ – затраты по базовому варианту;

$З_2$ – затраты по новому варианту.

Затраты по базовому варианту представлены расходами на приобретение пакера иностранного производства ТАМ.

Затраты по новому варианту представлены расходами на приобретение пакера КВАРТ и удельными затратами на НИОКР.

Рассмотрены два варианта применения водонабухающего пакера:

1) при строительстве горизонтальных скважин;

2) при работах, связанных с ограничением водопритока (капитальный ремонт горизонтальных скважин).

При выполнении расчётов используются разные подходы, обусловленные технологическими целями и спецификой применения указанного оборудования.

В 1-м варианте методика расчёта экономического эффекта, согласно извещению №1-2012 об изменении РД 153-39.0-620-09, предполагает оценку за нормативный срок службы скважины (8-летний расчётный период).

При расчёте квартальной эффективности единовременные затраты учитываются в сопоставимой стоимости (R), рассчитываемой по формуле:

$$R = \frac{S}{4 \times B(m, E)},$$

где S – сумма единовременных затрат, руб.;

$B(m, E)$ – текущая стоимость аннуитета в течение m периодов, дисконтированного по норме дисконта E;

m – жизненный цикл инвестиций (срок проявления эффекта или срок службы оборудования), лет.

Фактически величина B(m,E) представляет собой сумму годовых коэффициентов дисконтирования за m лет. Выражение 1/B(m, E) называется коэффициентом возврата капитала (capital recovery factor).

Таким образом, квартальная сопоставимая стоимость единовременных затрат R рассчитывается как 1/4 от годовой сопоставимой стоимости.

В сопоставимой стоимости также учитываются амортизация и налог на имущество.

Во втором случае эффект формируется за счёт снижения стоимости водоизоляционных работ по причине использования более дешёвого пакера.

3. Исходные данные и расчёт экономического эффекта

Расчёт составлен на основании исходных данных структурных подразделений ПАО «Татнефть» в ценах по состоянию на июнь 2014 г. (Таблица 1).

В Таблице 2 рассчитана экономическая эффективность внедрения оборудования по первому варианту. ЧДД составляет 233,8 тыс. руб.

В Таблице 3 представлен расчёт квартального эффекта от внедрения водонабухающего пакера КВАРТ в сравнении с его импортным аналогом ТАМ. Ежеквартальный эффект от внедрения установки, который будет формироваться в течение 8–летнего расчётного периода, составит 10 тыс. руб.

В Таблице 4 представлен расчёт экономического эффекта от внедрения КВАРТ при водоизоляционных работах в сравнении с пакером ТАМ. Экономический эффект составляет 175,2 тыс. руб./пакер, что на объём внедрения 2015 г. составляет 0,9 млн руб., 2016 г. – 1,8 млн руб., 2017 г. – 2,6 млн руб.

Результаты расчётов подтверждают эффективность применения водонабухающего пакера КВАРТ как при заканчивании скважин, так и в процессе работ по ограничению водопритока.

Таблица 1 - Исходные данные

№п/п	Наименования показателей	Ед.изм.	Варианты		Основание
			Базовый	Новый	
1	Затраты на НИОКР	тыс.руб.		4000	ТатНИПИнефть
2	Объём внедрения, всего	шт.		90	-"-
	в т.ч.				
	при строительстве скважин, всего	-"-		60	-"-
	в т.ч.				
	2015	-"-		20	-"-
	2016	-"-		20	-"-
	2017	-"-		20	-"-
	при КРС, всего	-"-		30	-"-
	в т.ч.				
	2015	-"-		5	-"-
	2016	-"-		10	-"-
	2017	-"-		15	-"-
3	Стоимость пакеров водонабухающих:				
	ТАМ	тыс.$	11,4		-"-
	КВАРТ	тыс.руб.		112	-"-
4	Норма амортизации	%	12,50		Классификатор ОФ ОАО "ТН"
5	Расчётный период	лет	8		РД 153-39.0-620-09
6	Налог на прибыль	%	20		Налоговый кодекс РФ
7	Налог на имущество	-"-	2,2		-"-
8	Норма дисконта		0,1		УИ ОАО "ТН"
9	Курс доллара	руб./$	34,8		
10	Текущая стоимость аннуитета В(8,0.1)		5,868		

Таблица 2 - Расчет экономического эффекта от применения пакера КВАРТ взамен ТАМ при заканчивании скважины

тыс.руб./пакер

№ п/п	Показатели	Годы использования мероприятия											Всего
		1 год				2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.								
	Коэффициенты шага												
1	Норма дисконта	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
	Номер шага	0	0,25	0,50	0,75	1	2	3	4	5	6	7	
2	Коэффициент дисконтирования (относится к началу шага)	1,000	0,976	0,953	0,931	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	
	Инвестиционная деятельность												
3	Стоимость пакера (п.3.2-п.3.1)	-285,7											
3.1	Базовый вариант, всего	397,7											
3.2	Новый вариант, всего	112,0											
4	Сальдо по инвестиционной деятельности fи(m)=-п.3	285,7											
	Операционная деятельность												
5	Себестоимость												
5.1	Базовый вариант, всего	14,6	14,5	14,4	14,4	57,2	55,7	54,6	53,5	52,4	51,4	50,3	433,1
	в том числе												
5.1.1	амортизация	12,4	12,4	12,4	12,4	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	397,7
5.1.2	налог на имущество	2,2	2,1	2,0	1,9	7,5	6,0	4,9	3,8	2,7	1,6	0,5	35,4
5.2	Новый вариант, всего	37,4	4,1	4,1	4,0	16,1	15,7	15,4	15,1	14,8	14,5	14,2	122,0
	в том числе												
5.2.1	амортизация	3,5	3,5	3,5	3,5	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	112,0
5.2.2	налог на имущество	0,6	0,6	0,6	0,5	2,1	1,7	1,4	1,1	0,8	0,5	0,2	10,0
5.2.3	удельные затраты на НИОКР	33,3											
5.2.4.1	то же для целей налогообложения	8,3	8,3	8,3	8,3								
6	Изменение себестоимости (п.5.2-п.5.1)	22,9	-10,4	-10,4	-10,3	-41,1	-40,0	-39,2	-38,5	-37,7	-36,9	-36,1	-311,2
7	То же без амортизации	31,8	-1,5	-1,4	-1,4	-5,4	-4,3	-3,5	-2,7	-2,0	-1,2	-0,4	-25,4
8	Изменение налогооблагаемой прибыли (-п.6)	2,1	2,1	2,0	2,0	41,1	40,0	39,2	38,5	37,7	36,9	36,1	277,8
9	Изменение налога на прибыль (п.8*0,20)	0,4	0,4	0,4	0,4	8,2	8,0	7,8	7,7	7,5	7,4	7,2	55,6
10	Чистая прибыль (п.8-п.9)	1,7	1,7	1,6	1,6	32,9	32,0	31,4	30,8	30,1	29,5	28,9	222,3
11	Сальдо по операционной деятельности fo(m) = -п.7-п.9	-32,2	1,1	1,0	1,0	-2,8	-3,7	-4,3	-4,9	-5,6	-6,2	-6,8	-63,5
12	Денежный поток проекта - экономический эффект (п.4+п.11)	253,5	1,1	1,0	1,0	-2,8	-3,7	-4,3	-4,9	-5,6	-6,2	-6,8	222,3
13	Накопленная сумма	253,5	254,6	255,6	256,6	253,8	250,1	245,8	240,9	235,3	229,1	222,3	
14	Дисконтированный денежный поток (экономический эффект)	253,5	1,1	1,0	0,9	-2,6	-3,0	-3,2	-3,4	-3,5	-3,5	-3,5	233,8
15	Накопленная сумма	253,5	254,6	255,5	256,5	253,9	250,9	247,6	244,2	240,8	237,3	233,8	
	Справочно:												
	Дисконтированная амортизация												
	базовый вариант	12,4	12,1	11,9	11,6	45,2	41,1	37,4	34,0	30,9	28,1	25,5	290,0
	новый вариант	3,5	3,4	3,3	3,3	12,7	11,6	10,5	9,6	8,7	7,9	7,2	81,7
	Дисконтированный налог на имущество												
	базовый вариант	2,2	2,0	1,9	1,8	6,8	5,0	3,7	2,6	1,7	0,9	0,3	28,9
	новый вариант	0,6	0,6	0,5	0,5	1,9	1,4	1,0	0,7	0,5	0,3	0,1	8,2

Таблица 3 - Расчет экономического эффекта от применения пакера КВАРТ взамен ТАМ при заканчивании скважины за квартал

тыс.руб./пакер

№ п/п	Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
	Инвестиционная деятельность		
1	Внедрение пакера	397,71 / 5,868 / 4 = 16,9	112,0 / 5,868 / 4 = 4,8
2	Денежный поток по инвестиционной деятельности		16,9 - 4,8 = 12,2
	Операционная деятельность		
3	Себестоимость, всего	12,4 + 1,2 = 13,6	3,5 + 1,4 + 0,3 = 5,2
	в том числе		
3.7	сопоставимая амортизация	290,0 / 5,868 / 4 = 12,4	81,7 / 5,868 / 4 = 3,5
3.8	удельные затраты на НИОКР		4000 / 2 / 60 / 5,868 / 4 = 1,4
3.9	сопоставимый налог на имущество	28,9 / 5,868 / 4 = 1,2	8,2 / 5,868 / 4 = 0,3
4	Налогооблагаемая прибыль		13,6 - 5,2 = 8,3
5	Налог на прибыль		8,3 * 20% = 1,7
6	Чистая прибыль		8,3 - 1,7 = 6,7
7	Денежный поток по операционной деятельности		6,7 + 3,5 - 12,4 = -2,2
8	Денежный поток проекта - экономический эффект		-2,2 + 12,2 = 10,0

Таблица 4 - Расчет экономического эффекта от применения пакера КВАРТ взамен ТАМ при водоизоляционных работах

тыс.руб./пакер

№ п/п	Показатели	Базовый вариант					Новый вариант				
	Операционная деятельность										
1	Затраты на пакер					397,7					112,0
2	Затраты на НИОКР						2000	/	30	=	66,7
3	Итого себестоимость					397,7	112	+	66,7		178,7
3	Снижение себестоимости						397,7	-	178,7	=	219,0
4	Налог на прибыль						219,0	*	20%	=	43,8
5	Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия:										
6	на 1 пакер						219,0	-	43,8	=	175,2
	на объём внедрения, тыс.руб.										
	2015 г.						175,2	*	5,0	=	876,2
	2016 г.						175,2	*	10,0	=	1752,4
	2017 г.						175,2	*	15,0	=	2628,6