

Комплекс технических и технологических решений для повышения качества крепления при строительстве скважин

Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. (ООО УК "Шешмаойл")

Авторское право 2017 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 16-18 октября, 2017, Москва, Россия.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку эрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласияSPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

Ввеление

В настоящее время крепление скважин проводят с различными целями:

- закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород;
- изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу;
- разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью;
 - разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов;
- образование надежного канала в скважине для извлечения нефти или подачи закачиваемой в пласт жидкости;
 - создание надежного основания для установки устьевого оборудования.

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины.

Анализ осложнений по креплению скважин показывает, что вследствие неправильного определения водонефтяного контакта (ВНК) около 30% скважин содержит обводненную продукцию; 20% осложнений связано с поглощением тампонажного раствора и, как следствие, недоподъемом цементного раствора; на межпластовые перетоки приходится около 25%, флюидопроявления — 10% и 15% связано с недоспуском колонн. Затраты на ликвидацию межпластовых перетоков требуют значительных затрат и составляют в среднем 16% (по ООО УК "Шешмаойл") от стоимости скважины, поэтому качество крепления скважин имеет актуальное значение.

Эффективность изоляционных работ при создании водоизоляционного барьера или экрана при помощи тампонажного материала очень низкая, цементный камень со временем растрескивается. Предлагаемый нами способ ограничения и ликвидации водопритока основан на использовании нефтеводонабухающих резин. Результаты лабораторных исследований различных образцов, а также проанализированная информация зарубежных источников показывают, что скорость набухания эластомеров зависит от ряда факторов, основными из которых являются структурный состав эластомера, состав жидкости, в которой происходит его набухание, степень доступа жидкости к поверхности эластомера, а также температурные условия.

Известно устройство для изоляции заколонных перетоков расширением эксплуатационной колонны, разработанный ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» [1].

Недостатками данного расширителя являются сложность установки в скважине и низкая надежность уплотнения за эксплуатационной колонной.

Известен пакер, включающий полый ствол с уплотнительным элементом из набухающего полимера [2]. Недостатком конструкции пакера является сложность изготовления уплотнительного элемента с заданными параметрами разбухания, а также недостаточная его герметизирующая способность, обусловленная свойствами и структурой полимера.

Известны водонефтенабухающий эластомер производства «ТАМ», который поставляет ПАО «Татнефть» и пакер ЗАО «Кварт» (г.Казань) [3], однако стоимость этих пакеров очень высокая.

УК инноваций экспертизы 000 "Шешмаойл" Отделом И разработан водонефтенабухающий пакер собственной конструкции, в котором уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с определенными жидкостями (водой или нефтью). Для исследований и испытаний рецептур резины на водонефтенабухание создан стенд. Разработана методика для определения динамики объемного набухания образцов в лабораторных условиях. Разработан и изготовлен стенд для определения времени и степени набухания манжет пакера в зависимости от минерализации прокачиваемой жидкости, нефти с различной вязкостью, продукции «нефть-вода» с различным процентным содержанием и давлением. Экспериментальные исследования проводились с планирования экспериментов. методики Обработка экспериментов осуществлялась методами математической статистики и регрессивного анализа. Результаты теоретических исследований подтверждены экспериментальной проверкой на лабораторных стендах.

Разработка композиции, набухающей в нефти и воде

В большинстве случаев для герметизации стыков в различных сферах строительства и других областях техники широко применяются упругие резиновые прокладки, расширяющие при контакте с различными жидкими средами (в т.ч. с нефтяными жидкостями) 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 вулканизующих систем [4].

Однако существуют недостатки резиновых композиций, такие как трудность переработки, утилизации и др. Это стало причиной того, что в последнее время на замену резиновым композициям приходят композиции на основе термопластичных полимеров – термопластичные резиновые смеси (ТПРС), термоэластопласты (ТЭП), динамические термоэластопласты (ДТЭП).

Как исходное сырье термоэластопласты по стоимости дороже каучуков, однако затраты на переработку одного килограмма каучука намного выше, поскольку процесс переработки каучука в готовые изделия включает стадии смешения, формования и вулканизации, что требует высоких капитальных, энергетических и трудовых затрат. Причем на каждой стадии переработки образуются отходы, которые трудно, а зачастую и невозможно повторно использовать. ТЭП же перерабатывается практически в одну стадию без отходов производства и со значительно меньшими производственными затратами [5].

Термоэластопласт – это полимерная композиция, обладающая в условиях эксплуатации высокой прочностью и эластичностью как резины, но способная к многократной переработке при повышенных температурах как термопласт. Еще термоэластопласт (ТЭП) называют термопластичной резиной, что обусловлено тем, что такие полимерные материалы, сочетают в себе свойства сшитых каучуков и свойства термопластов. Уникальные свойства термоэластопластов связаны с особенностями их структуры – образованием узлов за счет физических, а не химически взаимодействий. Отсутствие химических сшивок между цепями полимеров позволяет перерабатывать их методами, используемыми при переработке линейных термопластов. Легкость переработки и специфические свойства ТЭП обусловили повышение интереса к ним и расширение областей их практического применения.

Наиболее перспективным направлением получения новых видов ТЭП является высокоскоростное смешение эластомеров с пластиками с одновременной вулканизацией

эластомерной фазы. Этот способ был назван динамической вулканизацией, а получаемые ТЭП – динамическими термоэластопластами (ДТЭП).

Основными достоинствами и преимуществами ДТЭП по сравнению с традиционной резиновой технологией получения изделий являются:

- исключение длительной энергоемкой стадии вулканизации;
- безотходное и экологически чистое производство благодаря возможности многократной переработки без ухудшения эксплуатационных свойств;
- возможность получать материалы с широким спектром свойств: от эластичных до ударопрочных;
 - меньший расход материала для получения изделий (в среднем на 30%);
 - широкий температурный интервал работоспособности (от -60 до +150°C);
 - термосвариваемость;
- возможность переработки высокопроизводительными методами (инжекционное формование, экструзия, формование с раздувом, которые характерны для переработки пластмасс);
 - существенно меньшая стоимость готового изделия.

ДТЭП широко используются в следующих областях:

- в производстве автодеталей (колпачки для системы управления, уплотнения для тяг, детали амортизаторов, гибкие патрубки в системе двигателя и др.);
- в производстве кровельных, гидроизоляционных, уплотнительных материалов для строительства гражданских и промышленных сооружений;
- в производстве различных резино-технических изделий (рукава, шланги и другие формовые и неформовые изделия);
 - для изоляции кабелей и деталей электроприборов;
 - в производстве обуви и других товаров народного потребления.

Благодаря своей относительно низкой стоимости и достаточно высоким эксплуатационным характеристикам ДТЭП является одним из перспективных классов полимерных композиционных материалов.

Для того, чтобы сделать нефтенабухающие (нефтесорбирующие) системы нужно приготовить композиции на основе тех полимеров и каучуков, которые хорошо набухают в нефтяных жидкостях и воде. По справочным данным к ним относятся неполярные термопласты – полиолефины (полиэтилен, полипропилен, полиизобутилен), полистирол и их сополимеры и каучуки – натуральный каучук, бутадиеновый каучук, бутадиенстирольный каучук, изопреновый каучук, этилен-пропиленовые каучуки.

Наиболее широкое применение нашли ТЭП на основе смеси каучуков с полиэтиленом высокого (ПЭВД) или низкого (ПЭНД) давления, полипропиленом (ПП).

С увеличением степени кристалличности, прочности полиолефина и его содержания в композиции повышаются и упруго-прочностные характеристики ДТЭП. Полиэтилен – пластический материал с хорошими диэлектрическими свойствами, не растворим в органических растворителях и ограниченно набухает в них. Устойчив к низким температурам до –70 °С. Полиэтилен легко перерабатывается всеми основными способами переработки пластмасс, а также легко подвергается модификации. Посредством хлорирования, сульфирования, бромирования, фторирования ему можно придать каучукоподобные свойства, улучшить теплостойкость, химическую стойкость. Сополимеризацией с другими олефинами, полярными мономерами повысить стойкость к растрескиванию, эластичность, прозрачность, адгезионные характеристики. Смешением с другими полимерами или сополимерами улучшить ударную вязкость и другие физические свойства. Химические, физические и эксплуатационные свойства полиэтилена зависят от плотности и молекулярной массы полимера, а потому различны для различных видов полиэтилена. Так, например, ПЭВД (полиэтилен с разветвленной цепью) мягче, чем ПЭНД, следовательно изделия из полиэтилена высокого давления более мягкие и эластичные, чем из полиэтилена низкого давления. Поэтому для

создания ДТЭП было решено использовать полиэтилен высокого давления (ПЭВД) марки 15313-003 (ГОСТ 16337-77). Характеристика ПЭВД приведена в таблице 1.

Табл 1. Характеристика полиэтилена высокого давления

Полимер	ПЭВД
1	2
Марка	15313-003
Химическая формула	-(CH ₂ -CH ₂) _n -
Плотность, г/см ³	0,9205±0,0015
Температура плавления, °С	103-110
ε при 1 кГц	2,2
$ ho_{ m v}$, Ом \cdot см	10 ¹⁶
ΠΤΡ, r/10	0,3
Прочность при разрыве, МПа	13,7
Относительное удлинение при разрыве, %	600

Из каучуков было решено использовать тройной этилен-пропиленовый каучук (СКЭПТ). СКЭПТ имеет наилучшие значения термостойкости. Это позволяет предположить расширение температурного интервала эксплуатации термоэластопласта, созданного на его основе.

К тому же СКЭПТ по химической природе близок к ПЭВД, что создает предпосылки для достижения хорошего уровня межфазного взаимодействия в полимерных композиционных материалах. Этилен-пропилендиеновые каучуки представляют собой либо аморфные, либо полукристаллические материалы, широко используемые в качестве способных к вулканизации каучуков.

Характеристика СКЭПТ приведена в таблице 2.

Табл. 2. Характеристика СКЭПТ

1 aon. 2. Aapakiepiicinka Choiri					
Марка	СКЭПТ-50				
Химическая формула	-(CH ₂ -CH ₂) _n - (CH ₂ -CH) _m - CH ₃				
Плотность, г/см ³	0,85-0,87				
Средневязкостная молекулярная масса	1,4 × 10 ⁵				
Температура стеклования, °С	От -58 до -65				
$ ho_{ m v}$, Om·cm	5- 10 ¹⁵				
Электрическая прочность, кВ/мм	28-32				

Отличительной особенностью технологии получения ДТЭП из комбинации каучуктермопласт является совмещение стадии смешения и вулканизации. Этот процесс протекает при высоких температурах (150-220°C), и для его осуществления необходимо современное высокоскоростное смесительное оборудование.

Свойства ДТЭП могут меняться в широких пределах при изменении условий получения ДТЭП (температуры, времени смешения). Для выбора оптимальных технологических параметров получения ДТЭП изменяют время смешения, время непосредственно динамической вулканизации, температуру смесительного оборудования.

Была проведена работа по оптимизации технологических параметров получения ДТЭП на основе ПЭВД и СКЭПТ. Реакционное смешение ПЭ и каучука осуществляли на лабораторных микровальцах ВК-4 с регулируемым электрообогревом. Скорость вращения валков 12,5 м/мин. Вулканизующую систему вводили на 5-ой минуте после перехода

термопласта и каучука в вязкотекучее состояние. Количество вулканизующей системы рассчитывали с учетом концентрации вводимого каучука. Для вулканизации и для проведения динамической вулканизации смеси ПЭВД — СКЭПТ была выбрана серная вулканизующая система, состоящая (на 100 мас.ч. каучука) из серы (0,75 мас.ч.), оксида цинка (1,88 мас.ч.), стеариновой кислоты (0,75 мас.ч.), тиурама Д (0,53 мас.ч.), каптакса (0,19 мас.ч.). Общее время смешения — 15 мин.

Смеси с физическими свойствами, позволяющими использовать их в производстве многих изделий, получаются, как это следует из патентной литературы, при соотношении СКЭПТ: полиолефин в области от 40:60 до 85:15 [6]. Поэтому концентрация каучука в разрабатываемой нами смеси составляла 50 и 75 мас.%. Полученные смеси прессовали на гидравлическом прессе в пластинки толщиной 1,2 мм при температуре 170°С в течение 10 мин (ГОСТ 12019-66).

Одним из факторов, оказывающим влияние на свойства ДТЭП, является степень сшивания каучука. В связи с этим были рассмотрены несшитые, частично сшитые и сшитые композиции ПЭ+СКЭПТ. Для этого были приготовлены композиции ПЭВД со СКЭПТ при различных условиях: в одном случае композиция не вулканизовалась, в другом – вулканизировалась полностью (образцы вальцевали с добавлением в композицию вулканизующих агентов, затем прессовали), в третьем – проводили частичную сшивку композиции (образцы только вальцевались в течение 5 минут).

Образцы композиций с различным соотношением полимерных компонентов помещались в нефть (табл. 3-5). В течении нескольких суток наблюдалось изменение массы образцов и высчитывалось процентное изменение массы образцов по формуле:

$$x = \frac{m_n - m_0}{m_0} \cdot 100, \%$$

где m_0 – масса орбразца на n-ные сутки, m_0 – начальная масса образцов

Табл. 3. Набухание в нефти несшитых композиций ПЭ+СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 1 сутки, %	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 7 сутки, %
1	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ	+ 125	+ 125	+ 125
2	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ«Дутрал»	+ 133	+ 150	+ 166

Табл. 4. Набухание в нефти частично сшитых композиций ПЭ+СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 1 сутки, %	Изменение массы на 2 сутки, %	Изменение массы на 100 сутки, %
1	50%ПЭВД + 50%СКЭПТ + вулканизующие агенты + 45		+ 50	+ 35
2	30%ПЭВД + 70%СКЭПТ«Дутрал» + вулканизующие агенты + 58		+ 78	+ 76
3	50%ПЭВД + 50%СКЭПТ + вулканизующие агенты	+ 50	+ 57	+ 50
4	30%ПЭВД + 70%СКЭПТ«Дутрал» + вулканизующие агенты	+ 104	+ 109	+ 87

Табл. 5. Набухание в нефти сшитых композиций ПЭ+СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %
1	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ + вулканизующие агенты	+ 67
2	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ«Дутрал» + вулканизующие агенты	+ 70

Видно, что ДТЭП со сшитой эластомерной фазой обладает меньшей величиной набухания в нефти, то есть более предпочтительна композиция ПЭВД с несшитой каучуковой фазой. Однако более длительные исследования показывают, что даже частично сшитые каучуки «вымываются» из композиции и переходят в нефть, мигрируют. Другими словами, объем и свойства изделий из таких материалов будут изменяться в процессе эксплуатации, что нежелательно.

ДТЭП, как и смесевые термоэластопласты аналогичного состава и полученные в идентичных условиях, имеют гетерогенную двухфазную структуру. Для них характерна структура, где вулканизованные частички каучука достаточно равномерно распределены в непрерывной фазе полиолефина. Для того чтобы смесь термопласта с каучуками сохраняла резиноподобные свойства, его фаза должна быть непрерывной, а это возможно только для ДТЭП, каучуковая фаза которых полностью сшита, вулканизована.

На следующем этапе было проведено дальнейшее наблюдение за набуханием сшитых и несшитых композиций ПЭВД с каучуком (табл. 6-7).

Табл. 6. Набухание в нефти несшитых композиций ПЭВД+СКЭПТ

		_	Изменение массы				
N Π/		Композиция	на 4 сутки, %	на 12 сутки, %	на 15 сутки, %	на 35 сутки, %	на 42 сутки, %
1	ı	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ	+ 125	+ 125	+ 100	+ 80	+ 75
2	2	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ«Дутрал»	+ 150	+ 166	+ 166	+ 183	+ 183

Видно, что предсказываемая и наблюдаемая потеря массы композиций полиэтилена с несшитым каучуком на 42-ые сутки лишний раз подтверждает, что подобные композиции нельзя использовать в качестве материалов для пакеров.

В свою очередь, ДТЭП со сшитой эластомерной фазой на 42-ые сутки хранения ещё более увеличились в размерах, достигая 83 и 90% для композиций с различными марками СКЭП (табл. 7).

Табл. 7. Набухание в нефти сшитых композиций ПЭВД+СКЭПТ

Nº		Изменение массы				
Π/Π	Композиция	на 4	на 12	на 15	на 35	на 42
11/11		сутки, %	сутки, %	сутки, %	сутки, %	сутки, %
1	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ + вулканизующие агенты	+ 67	+ 67	+ 67	+ 75	+ 83
2	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ«Дутрал» + вулканизующие агенты	+ 70	+ 70	+ 70	+ 90	+ 90

В дополнении к выше исследованным композициям были разработаны ДТЭП на основе других полимеров: полипропилена (ПП) и сополимера этилена с винилацетатом (СЭВА).

Выбор полипропилена основан на том, что на его основе производится большая часть промышленных ДТЭП в Республике Татарстан.

Полипропилен – синтетический термопластичный неполярный полимер,

принадлежащий к классу полиолефинов. Характеристика полипропилена приведена в таблице 8.

Табл. 8. Характер	ристика полипропилен	ıа (ГОСТ 26996-86)
-------------------	----------------------	--------------------

Свойства	Значения
Марка	01080
Химическая формула	-(CH ₂ -CH) _n -
	CH ₃
Плотность, г/см ³	0,90-0,91
Температура плавления, °С	165-170
ε при 1 к Γ ц	2,3
ρ_{v} , OM·CM	1,79·10 ¹⁴
ПТР, г/10 мин	23,0 - 28,0
Электрическая прочность, кВ/мм	30—40

Выбор сополимера этилена с винилацетата обусловлен следующим. Наличие в составе СЭВА винилацетатных групп способствует улучшению смешиваемости с полярными полимерами, набухающими в воде. В то же время, наличие этиленовых групп позволяет отнести этот полимер к полиолефинам. К тому же СЭВА, как и полипропилен, производится в Республике Татарстан.

СЭВА представляет собой высокомолекулярное соединение, относящееся полиолефинам. Получают его методом, аналогичным методу производства полиэтилена низкой плотности (высокого давления). Превосходит полиэтилен по прозрачности и эластичности при низких температурах, обладает повышенной адгезией к различным материалам. Свойства зависят, главным образом, от содержания винилацетата (5-30 вес. %). повышением содержания винилацетата уменьшаются твердость, теплостойкость, кристалличность (разрушающее напряжение при растяжении), в то время как плотность, эластичность, прозрачность и адгезия увеличиваются. Хорошо совмещается с различными наполнителями, что обуславливает широкое распространение продуктов на его основе. Характеристика СЭВА приведена в таблице 9.

Табл. 9. Характеристика СЭВА (ТУ 6-05-1636-97)

Свойства	Значения				
1	2				
Химическая формула	-(CH ₂ -CH ₂) _n - (CH ₂ -CH ₂ -) _m -				
Марка	11104-030	11708-210	11607-040		
Плотность, г/см ³	0,925 +0,003	0,950 +0,005	0,942+0,003		
Массовая доля винилацетата, %, в пределах	5÷7	26÷30	17÷21		
Показатель текучести расплава, г/10 мин., при t=125 °C при t=190 °C	_ 1,0÷5,0	15,0-27,0 -	_ 		
Прочность при разрыве, МПа	11,3 (115)	Не нормируют	5,9 (60)		
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	600	Не нормируют	650		

Была проведена работа по оптимизации технологических параметров получения ДТЭП на основе ПП – СКЭПТ и СЭВА – СКЭПТ. Оказалось, что оптимальными параметрами получения данных ДТЭП являются те же, что и для термоэластопластов на основе ПЭВД И СКЭПТ, с тем лишь отличием, что композиции на основе ПП смешивались и прессовались при температуре 190 °C.

Далее образцы полученных ДТЭП помещались в нефть, а также в среду нефть+вода и воду (табл. 10–17). Одновременно в те же самые среды помещались ранее приготовленные композиции ПЭВД+СКЭПТ (табл. 18–20).

Табл. 10. Набухан и	е в нефти нес	шитых компо	зиций СЭВА+0	СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 12 сутки, %	Изменение массы на 15 сутки, %	Изменение массы на 35 сутки, %
1	25%СЭВА + 75%СКЭПТ	+ 300	Образец развалился	-	-
2	25%СЭВА + 75%СКЭПТ«Дутрал»	+ 600	+ 780	+ 780	+ 800

Видно, что как и в случае использования ПЭВД, композиция с несшитым каучуков не пригодны для использования для приготовления пакера. Композиция с «Дутралом» хотя и не развалилась, но ее механические характеристики даже на качественном уровне не удовлетворительны.

Табл. 11. Набухание в нефти сшитых композиций СЭВА+СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 12 сутки, %	Изменение массы на 15 сутки, %	Изменение массы на 35 сутки, %
1	25%СЭВА + 75%СКЭПТ + вулканизующие агенты	+ 94	+ 94	+ 94	+ 94
2	25%СЭВА + 75%СКЭПТ«Дутрал» + вулканизующие агенты	+ 92	+ 100	+ 100	+ 100

ДТЭП на основе СЭВА со сшитой каучуковой фазой обладают даже несколько лучшими значениями сорбции нефти, чем ДТЭП на основе полиэтилена.

Табл. 12. Набухание в воде несшитых композиций СЭВА+СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 12 сутки, %	Изменение массы на 15 сутки, %	Изменение массы на 35 сутки, %
1	25%СЭВА + 75%СКЭПТ	0	0	0	0
2	25%СЭВА + 75%СКЭПТ«Дутрал»	0	0	0	0

Как и следовало ожидать, в воде разработанные композиции не набухают, что связано с неполярной природой полимерных компонентов, входящих в их состав.

В реальных условиях пакеры на основе разрабатываемых термоэластопластов будут эксплуатироваться в условиях контакта с жидкими средами, содержащими и нефть, и воду. Поэтому модельными средами для исследования сорбционных характеристик ДТЭП являлась смесь нефти и воды, куда также были помещены образцы.

Табл. 13. Набухание в среде нефть+вода несшитых композиций СЭВА+СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 3 сутки, %	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 7 сутки, %	Изменение массы на 35 сутки, %
1	25%СЭВА + 75%СКЭПТ	+ 300	Образец развалился	_	-
2	25%СЭВА + 75%СКЭПТ«Дутрал»	+ 575	+ 725	+ 925	+ 950

Табл. 14. Набухание в среде нефть+вода сшитых композиций СЭВА+СКЭПТ

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 1 сутки, %	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 7 сутки, %	Изменение массы на 15 сутки, %
1	25%СЭВА + 75%СКЭПТ	+ 70	+ 80	+ 80	+ 90
2	25%СЭВА + 75%СКЭПТ«Дутрал» + вулканизующие агенты	+ 93	+ 100	+ 100	+ 100

Результаты довольно логичны – в модельной среде нефть+вода разработанные композиты набухают только в нефтяной составляющей. Показатели величины набухания ДТЭП близки к показателям сорбции композиций в нефти.

Аналогичные исследования были проведены для динамических термоэластопластов, созданных на основе полипропилена со сшитой фазой этилен-пропиленового каучука. Отличия в результатах испытаний данных композиций с ДТЭП на основе ПЭВД и СЭВА обусловлены более высокими значениями стойкости полипропилена к действию агрессивных сред.

Табл. 15. Набухание в нефти ДТЭП на основе полипропилена

№	Композиция	Изменение массы	Изменение массы	Изменение массы на 31
п/п		на 4 сутки, %	на 24 сутки, %	сутки, %
1	25%ПП + 75% СКЭПТ«Дутрал»	+ 30	+ 41	+ 41

Табл. 16. Набухание в среде нефть+вода ДТЭП на основе полипропилена

№ п/п	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 24 сутки, %	Изменение массы на 31 сутки, %
1	25%ПП + 75% СКЭПТ«Дутрал»	+ 33	+ 44	+ 46

Табл. 17. Набухание в воде ДТЭП на основе полипропилена

N n/	\⊔ •	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 24 сутки, %	Изменение массы на 31 сутки, %
1	1	25%ПП + 75% СКЭПТ«Дутрал»	0	0	0

Для подтверждения выводов в модельную среду нефть+вода были помещены и ранее разработанные композиции на основе полиэтилена. Результаты полностью оправдали ожидания.

Табл. 18. Набухание в среде нефть+вода несшитых композиций ПЭВД+СКЭПТ

Nº ⊓/⊓	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 15 сутки, %	Изменение массы на 31 сутки, %
1	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ	+ 150	+ 75	+ 75
2	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ«Дутрал»	+ 175	+ 225	+ 225

Табл. 19. Набухание в среде нефть+вода сшитых композиций ПЭВД+СКЭПТ

Nº ⊓/⊓	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 15 сутки, %	Изменение массы на 31 сутки, %
1	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ + вулканизующие агенты	+ 64	+ 64	+ 91
2	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ«Дутрал» + вулканизующие агенты	+ 58	+ 58	+ 67

Табл. 20. Набухание в воде несшитых композиций ПЭВД+СКЭПТ

Nº ⊓/⊓	Композиция	Изменение массы на 4 сутки, %	Изменение массы на 7 сутки, %	Изменение массы на 15 сутки, %
1	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ	0	0	0
2	25%ПЭВД + 75%СКЭПТ«Дутрал»	0	0	0

Таким образом, после проведения сорбционных испытаний, можно сделать следующие выводы. Во-первых, для всех композиций наиболее приемлемо соотношение полиолефин: СКЭПТ = 75:25. Во-вторых, большую способность к набуханию в среде нефть+вода показали композиции на основе СЭВА; в нефти — композиции на основе ПЭВД. Однако, кроме сорбционных необходимо проведение механических испытаний образцов.

На следующем этапе работы была разработка водонабухающих (водосорбирующих) композиций. При выборе полимеров и каучуков для приготовления водонабухающих систем, руководствовались теми же принципами, что и при выборе компонентов для приготовления нефтенабухающих систем: необходимы те термопласты и каучуки, которые хорошо набухают в воде, но не растворяются в ней.

В качестве каучука был выбран полихлоропрен марки «Наирит», обладающий химическим сродством с рядом водорастворимых и водонабухающих полимеров (табл. 21) [4].

Наирит обладает рядом ценных свойств и во многих отношениях превосходит натуральный каучук. Вулканизация этого каучука вполне удовлетворительно происходит на воздухе уже при 90–100 °C; это представляет большие технологические удобства. Характеристика полихлоропрена приведена в таблице 21.

Табл 21 Характеристика полихлоропрена

1 don 21: Napakiophotika nomininopona			
Марка	«Наирит»		
Химическая формула	-(CH ₂ -C=CH-CH ₂ -) _n		
	CI		
Плотность, г/см ³	1,20-1,24		
Температура плавления, °С	90		
Температура стеклования, °С	-40		
Диэлектрическая проницаемость	6,4-6,7		
Вязкость по Муни (100°C)	35-75 и более		
Электрическая прочность, Мв/мм	23		
Прочность при растяжении, МПа	25-30		
Относительное удлинение, %	800-1100		

В качестве водонабухающего полимера использовали также полиакриламид, поливинилацетат, натрий-карбоксиметилцеллюлозу (Na-KML).

Полиакриламид (ПАА) – общее название группы полимеров и сополимеров на основе акриламида и его производных. Основное применение находит в качестве недорогого водорастворимого полимера со свойствами полиэлектролита. Характеристика приведена в таблице 22.

Табл. 22. Характеристика полиакриламида

Марка	Полиакриламид
Химическая формула	[—CH2CH(CONH2)-] _n
Плотность, г/см ³	1,302
Температура стеклования, °С	190

Поливинилацетат (ПВА) — полимер винилацетата, является важнейшим техническим полимером среди сложных эфиров поливинилового спирта. Характеристика приведена в таблице 23.

Табл. 23. Характеристика поливинилацетата

Марка	Поливинилацетат
Химическая формула	[—CH2—CH (OCOCH3)—] _n
Плотность, г/см ³	1,1 – 1,2
Температура плавления, °С	230
Температура стеклования, °С	85

Осуществить реакционное смешение ПЭВД или СЭВА с полиакриламидом, а также с поливинилацетатом на лабораторных вальцах не получилось, так как эти полимеры технологически не совместимы.

Na-КМЦ предназначен в качестве эффективного регулятора реологических и фильтрационных свойств глинистых и безглинистых буровых растворов на водной основе. В зависимости от вязкости и степени полимеризации выпускается трёх марок:

- марки LV (низковязкий) используется для снижения фильтрации буровых растворов;
- марки MV (средневязкий) применяется для регулирования фильтрационных и реологических характеристик буровых растворов;
- марки HV (высоковязкий) используется в качестве загустителя буровых растворов с малым содержанием твердой фазы.

Технические характеристики Na-КМЦ приведены в таблице 24.

Табл. 24. Технические характеристики Na-КМЦ (ТУ 2231-015-70896713-2005)

Наименование показателей		Норматив				
Паименование показателей	HV	MV	LV			
Внешний вид	Порошкообразный, м от белого до кремово		ержащий волокна материал			
Массовая доля воды, %, не более	10					
Степень замещения по карбоксиметильным группам, в пределах	75-90					
Массовая доля основного вещества в абсолютно сухом «техническом» продукте, %, не менее		50				
Массовая доля основного вещества в абсолютно сухом продукте, %, не менее	кте, 90					
Степень полимеризации в пределах	950-1100 700-950 не менее 600					

Na-КМЦ хорошо смешивается с наиритом и СЭВА, в свою очередь композиция наирита с Na-КМЦ хорошо распределяется и в ПЭВД, и в СЭВА. Поэтому были приготовлены ДТЭП на основе ПЭВД или СЭВА с Na-КМЦ, с наиритом, содержащим Na-КМЦ и вулканизованным с помощью двух рецептур: серной и меркаптановой.

После проведения всех лабораторных исследований принято решение для изготовления манжет использовать композицию «ПЭ + наирит + вулканизирующая система + КМЦ» со степенью набухания 100-150 %. Выпуск гранулята производили на ОАО «КВАРТ», который обладает всем оборудованием и практически всеми компонентами рецептуры.

Стендовые и лабораторные испытания пакеров

Для исследования герметизирующей способности уплотнительных элементов и пакера в целом был разработан и изготовлен специальный стенд.

При проведении стендовых испытаний установлено, что при достижении давления 28 МПа уплотнительный элемент из набухающего эластомера начинает интенсивно выдавливаться в зазор между защитным кольцом и обсадной трубой.

Полученные первые образцы-материалы помещались в дистиллированную и в пластовую воду. Изменение массы образцов наблюдалось в течение 30 суток. В ходе проведения лабораторных исследований выяснилось, что водонабухание лежит в пределах

65 % в дистиллированной воде и 40 % в пластовой, т.е. удовлетворяет техническим требованиям (рисунки 1 и 2).



Рисунок 1. **Динамика набухания образцов при неограниченном доступе** дистиллированной воды: I - образцы находятся в воде, II - образцы извлечены из воды



Рисунок 2. **Динамика набухания образцов при неограниченном доступе** пластовой воды: I - образцы находятся в воде, II - образцы извлечены из воды

В процессе строительства скважины на эластомер пакера могут влиять различные технологические жидкости, особенно буровой раствор, поэтому проведено исследование влияния набухания эластомера при взаимодействии с различными жидкостями. Быстрое набухание эластомера за счет воздействия на него бурового раствора в процессе спуска эксплуатационной колонны перед цементированием скважины может привести:

- к снижению (полной потере) циркуляции и увеличению давления нагнетания при цементировании обсадной колонны.
- к уменьшению толщины цементного кольца в месте установки пакера.

С целью снижения скорости набухания эластомера при контакте с буровым раствором в процессе крепления скважины был проведен подбор композиции материалов эластомера (рисунок 3).

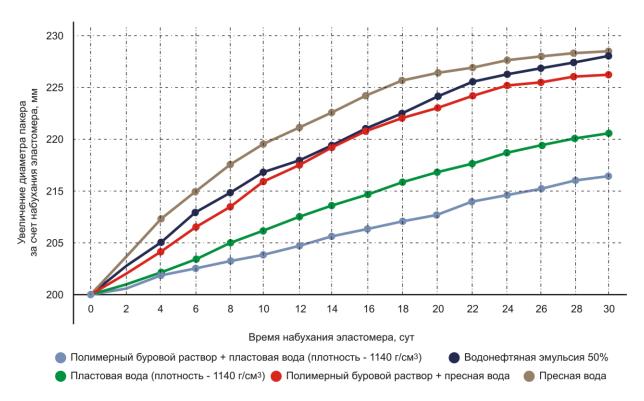


Рисунок 3. **Динамика увеличения диаметра пакера «Шешма-ВНН» за счет** набухания эластомера при неограниченном доступе различных типов жидкостей

Исследования показали, что максимальное приращение объема эластомера, применяемого в водонефтенабухающих пакерах «Шешма-ВНН», происходит не в первые 4-8 суток, а равномерно в течение 30 суток, что позволяет избежать возникновения проблем, описанных выше. На рисунке 4 представлено моделирование набухания резины в скважине.

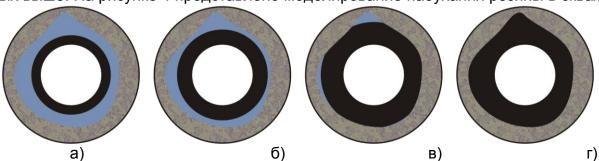


Рисунок 4. Процесс набухания резины в скважине: а) возникновение доступа жидкости, б) через 10 суток, в) через 20 суток, г) через 30 суток

Изготовление пакеров

Манжеты пакера изготавливаются методом горячего прессования. Для изготовления манжет служит пресс-форма (рисунок 5), в которую насыпается резиновая крошка.



Рисунок 5. Процесс насыпания резиновой крошки в пресс-форму

После лабораторных испытаний следующим этапом стало промысловое внедрение пакеров с манжетами из разработанной резиновой крошки. Для изготовления манжет служит гидравлический пресс (рисунок 6), который состоит из станины, двух нагревательных и двух охлаждающих плит, блоков регулировки температуры и давления. Обогрев верхней и нижней плит происходит до температуры не менее 180 °C, которая регулируется с помощью датчиков температуры, установленных на панели приборов пресса.



Рисунок 6. Пресс гидравлический вулканизационный

Для предотвращения прилипания прессуемого образца к пластинам формы, между пластинами и навеской материала при сборке формы смазываются антиадгезионной смазкой. Далее между охлаждающими плитами устанавливается пресс-форма, которая помещается на нижнюю нагреваемую плиту и на нее опускается верхняя нагреваемая плита. Выдержав образцы под давлением необходимое время, подается охлаждающая вода на необходимое время, после чего давление с плит снижается, форма извлекается, после разборки которой образцы извлекаются.

В среднем, время на изготовление манжеты составляет 15 минут при температуре 180 °C и давлении прессования 15 МПа. Отделом инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» был разработан способ крепления манжет на ствол пакера. Коммерческое название набухающего пакера - пакер "Шешма-ВНН". Манжеты и пакер «Шешма-ВНН» изготавливаются силами ООО "Механика-Сервис" на производственной базе с.Новошешминск (Республика Татарстан).

Разработан стенд (рисунок 7) для гидравлического испытания манжет водонефтенабухающего пакера "Шешма-ВНН" и проведены испытания.

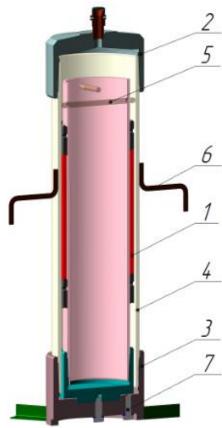


Рисунок 7. **Стенд для гидравлического испытания манжет** водонефтенабухающего пакера

"Шешма-ВНН": 1 - пакер набухающий, 2 - крышка в сборе, 3 - основание в сборе, 4 - корпус, 5 - штифт центровочный, 6 - ручка, 7 - болт

Порядок проведения гидравлических испытаний заключается в следующем: в стенд залить воду посредством наполнения через отверстие штуцера крышки 2, предварительно необходимо отвернуть пробку. После долива пробку установить обратно. Далее стенд оставить для разбухания эластомера. Периодически производится долив жидкости через заливное отверстие штуцера. Перед испытаниями вывернуть болт 7, расположенный смещено относительно оси, закрывающий сливное отверстие в основании. Слить воду из нижней подпакерной зоны стенда. Для проведения гидравлических испытаний долить необходимое количество воды через штуцер крышки 2 до полного удаления воздуха. Штуцер подсоединить к источнику давления. Повышать давление в течение 1-2 мин. Испытательное давление не должно превышать 20,0 МПа. Выдержать стенд под установленным давлением в течении 10 мин. Не допускается появление утечек или подтёков жидкости из нижней части испытательного стенда.

Проведенные испытания подтвердили работоспособность пакера.

Устройство и принцип действия набухающего пакера

Набухающий пакер (рисунок 8) состоит из полого ствола 1, на котором закреплены с помощью крепежных деталей 2 и клея-герметика защитное и разделительное кольца 3 и 4, установлен центратор 5. Вплотную к кольцу разделительному 4 на полом стволе 1 установлены уплотнительные элементы 6, затем кольцо-фиксатор 7. Между группой уплотнительных элементов 6 установлены кольца-фиксаторы 7 и закреплены кольца разделительные 4. Количество последовательно установленных уплотнительных элементов 6, колец-фиксаторов 7 и разделительных колец 4 определяется длиной пакера. Уплотнительные элементы 6 выполнены из разбухающего эластомера. За последним

разделительным кольцом 8 установлен центратор 9 и защитное кольцо 10. В средней части набухающего пакера при длине пакера свыше 5 метров обычно устанавливается дополнительный центратор. При необходимости, уплотнительные элементы 6 могут быть выполнены из эластомера, разбухающего в воде или нефти, а также комбинированным эластомером, состоящим из двух частей, одна из которых выполнена из эластомера, разбухающего в воде, а другая из эластомера, разбухающего в нефти; при этом части разделены между собой кольцом-фиксатором 7.

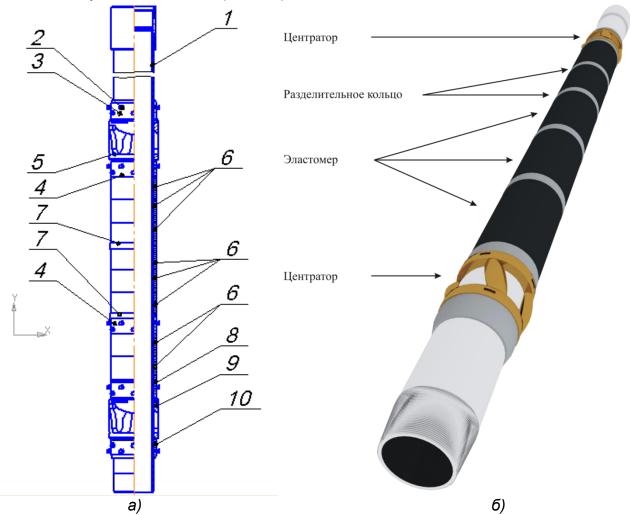


Рисунок 8. Набухающий пакер: а) сборочный вид, б) вид в аксонометрии

По результатам определения насыщения пластов и разности пластовых давлений, кавернометрии ствола принимается решение об использовании набухающих пакеров. Набухающий пакер перед спуском в скважину проверяется с помощью внутреннего шаблона длиной не менее 150 мм и диаметром на 3 мм меньшим внутреннего диаметра пакера. Все технологические операции при производстве работ должны проводиться в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03.

Пакер 11 в составе колонны обсадных труб (рисунок 9) спускают в открытый ствол скважины в интервал, например, между водоносным и нефтяным пластами, требующие разобщения их в период эксплуатации скважины. В процессе освоения и эксплуатации скважины уплотнительные элементы 6, взаимодействуя с пластовой жидкостью из водоносного пласта, набухают до плотного контакта с поверхностью ствола, разобщают пласты и ограничивают поступление воды в зону фильтра и нефтяной пласт. Процесс набухания до 150% продолжается при эксплуатации скважины по мере образования новых каналов и поступления в них воды. На герметизацию заколонного пространства влияет зазор между стенкой скважины и уплотнительными элементами пакера, и чем больше зазор, тем больше необходимо времени для срабатывания пакера.

Таким образом, пакер надежно герметизирует заколонное пространство скважины,

служит для разобщения затрубного пространства в процессе всего периода освоения и эксплуатации скважины, предотвращает гидропрорыв при первичном освоении скважин. Для установки данных пакеров в затрубном пространстве не требуется специальное оборудование, пакеры не имеют движущихся частей.

После освоения скважины специалисты ООО УК "Шешмаойл" оценивают успешность освоения по сравнению с окружающими скважинами в технологическом плане и оценивают экономическую эффективность.



Рисунок 9. Пакер в скважине

Рисунок 10. Пакер в транспортной упаковке

Пакер «Шешма-ВНН» по диаметру изготавливается трех типоразмеров для применения в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 114, 146 и 168 мм. Минимальное расстояние между разобщаемыми горизонтами должно быть от 1 м и более. Основные технические характеристики пакера представлены в таблице 25.

Таблица 25. Технические характеристики пакера «Шешма-ВНН»

•			•
Диаметр ствола	Диаметр трубы	Диаметр	Толщина
скважины, мм	пакера, мм	пакера, мм	эластомера, мм
144	114	133	9,5
156	114	145	15,5
216	146	200	27,0
216	168	200	16,0

Внедрение набухающих пакеров на скважинах

По результатам бурения скважин в 2013 году, из 39 пробуренных скважин по результатам освоения в 11 скважинах были обнаружены межпластовые перетоки, соответственно процент брака составил 28,2% от общего количества построенных скважин. Внедрение пакеров «Шешма-ВНН» производилось с марта 2014 года на всех без исключения пробуренных скважинах добывающих компаний под управлением ООО УК «Шешмаойл». Для создания равных условий в анализе принимало участие по 39 скважин построенных до и после внедрения пакеров «Шешма-ВНН». По результатам анализа была доказана 100%

эффективность использования пакеров «Шешма-ВНН».

Водоизоляционные работы (ВИР) на скважинах, оборудованных пакерами «Шешма-ВНН», на стадии освоения после перфорации эксплуатационной колонны не проводились, в то время как без применения заколонных пакеров проводили ВИР в 2013 году на скважинах на стадии освоения:

- в АО "Шешмаойл" на 6 скважинах,
- в АО "Геотех" на 5,
- в АО "Геология" на 3.

Информация о внедрении набухающих пакеров представлена в таблицах 26 и 28, всего за 2014-2017 годы (по состоянию на 19.02.2017г.) внедрено 148 пакеров "Шешма-ВНН" на 139 скважинах.

Таблица 26. Информация о внедрении набухающих пакеров

Nº	Добывающая		первого пакера	Общее количество внедренных пакеров						
п/п	компания	№ Скважины	Дата внедрения	2014 г.	2015г.	2016г.	2017г.	Всего		
1	АО "Геология"			15	11	2		28		
2	АО "Шешмаойл"	3778	12.07.2014 г.	15	37	19	1	72		
3	АО "Геотех"	17	03.08.2014 г.	3		1	1	5		
4	ООО "НК-Геология"	40206	02.10.2014 г.	3	2	4		9		
5	АО "Иделойл"	1561	11.02.2015 г.		11	7		18		
6	ЗАО "Охтин-ойл"	2003	16.05.2015 г.		5	5	1	11		
7	АО "Елабуганефть"	4920	05.10.2016 г.			2		2		
8	АО "Кондурчанефть"	8758 08.10.2016 г.				3		3		
,	N.	того:	36	66	43	3				

В таблице 27 представлена информация по эффективности внедрения водонабухающих пакеров на скважинах ООО УК "Шешмаойл", в среднем у всех добывающих компаниях обводненность на скважинах меньше на 20%, чем на скважинах без водонабухающих пакеров.

Таблица 27. Информация об обводненности

Nº	Побырогонов компония	Обво	дненность, %
п/п	Добывающая компания	Базовые скважины	С пакерами «Шешма-ВНН»
1	АО "Шешмаойл"	30	6
2	ООО "НК-Геология"	29	28
3	АО "Геотех"	27	2
4	АО "Геология"	60	18
5	АО "Иделойл"	15	5
	Среднее:	32	12

Преимущества разработанного пакера:

- Повышение качества крепления скважины.
- Обеспечение максимального периода безводной эксплуатации скважины без проведения дополнительных водоизоляционных работ.
- Более замедленное набухание эластомера по сравнению с аналогичными пакерами.
- Низкая стоимость по сравнению с аналогичными пакерами.

Таблица 28. Внедрение водонабухающих пакеров на скважинах с 2014 года (по состоянию на 19.02.2017г.)

									Наличие	Даннь	іе по сква	жинам
Ne n/n	Дата внедрени я	№ скважин ы	Недро- пользо- ватель	Месторож- дение	Длина экспл. колонны	Тип пакера	Интервал установки факт	Интервал перфорации	заколон. перетоко в	Qж	% обв.	Qн
1	16.03.2014	10078	АО "Геология"	Уратьминское	1292	Шешма ВНН-168 10м - 2 шт.	1191-1199 1232-1240	1212,5-1215	нет	9.8	24	6.85
2	12.07.2014	3778	АО "Шешмаойл"	Н-шешмин.	1162	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1134,4-1139,31	1115,6-1122,4	нет	1.4	4	1.24
							1260-1265					
3	24.07.2014	10076	АО "Геология"	Уратьминское	1330	Шешма ВНН-168	1254-1259	1231,2-1234,6	нет	7.4	25	5.11
				·		5м - 4 шт.	1221-1226	, ,				
							1215-1220					
4	04.08.2014	17	АО "Геотех"	Глазовское	1340	Шешма ВНН-168	1296-1301	1266-1271	нет	21.5	2	19.38
						5м - 2 шт. Шешма	1284-1289					
5	22.08.2014	10081	АО "Геология"	Уратьминское	1203.5	BHH-168	1109-1114 1127-1132	1120-1122	нет	6.5	90	0.6
6	14.09.2014	3776	АО "Шешмаойл"	Н-шешмин.	1170	5м - 2 шт. Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1112-1117	1126-1128	нет	2.8	5	2.45
7	16.09.2014	3402	АО "Шешмаойл"	Летнее	1173	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1124-1129	1120-1124	нет	12.6	28.8	8.25
8	16.09.2014	19	АО "Геотех"	Глазовское	1342.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1272-1267	1262-1266	нет	2.7	0.4	2.4
9	19.09.2014	9350	АО "Шешмаойл"	Красноктя-ое	1249.5	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1197-1202	1188-1195	нет	6.18	49	2.9
10	22.09.2014	10079	АО "Геология"	Уратьминское	1197.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1136-1141	1121-1124 1128-1130	нет	5.3	97	0.15
11	02.10.2014	40206	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1664.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1628,5-1623,5	1620-1623	нет	15.8	10.9	12.95

12	03.10.2014	3777	АО "Шешмаойл"	Н-шешмин.	1212	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1169-1174	1166-1169	нет	3.6	5	3.15
13	06.10.2014	9354	АО "Шешмаойл"	Краснокт-ое	1245	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1196-1201	1183,5-1187	нет	18.5	93.5	1.11
14	14.10.2014	10074	АО "Геология"	Уратьминское	1224	Шешма ВНН-168 5м - 2 шт.	1146-1151 1131-1136	1138-1142	нет	6.05	17.27	4.6
15	16.10.2014	3415	АО "Шешмаойл"	Летнее	1255	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1231-1236	1215-1220	нет	15.6	90	1.44
16	17.10.2014	20	АО "Геотех"	Глазовское	1223	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1152-1157	1126-1132	нет	12.3	2	11.09
17	22.10.2014	40303	АО "Геология"	Чеканское	1380	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1183-1188	1348-1352	нет	7	20	5.1
18	24.10.2014	9359	АО "Шешмаойл"	Красноктя-ое	1276	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1221-1226	1210-1212	нет	8	42.6	4.22
19	06.11.2014	10080	АО "Геология"	Уратьминское	1218	Шешма ВНН-168 5м - 2 шт.	1153-1158 1128-1133	1136-1139	нет	10.9	97	0.3
20	11.11.2014	40209	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1813	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1780-1775	1173-1175	нет	11.4	21.7	8.21
21	17.11.2014	3417	АО "Шешмаойл"	Летнее	1140	Шешма ВНН-168 5м - 2 шт.	1125-1130 1135-1140	1129-1133	нет	5	8	4.23
22	17.11.2014	3775	АО "Шешмаойл"	Н-шешмин.	1182	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1130-1135	1120-1124	нет	4.3	5	3.81
23	26.11.2014	3380	АО "Шешмаойл"	Северное	1191	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1109-1114	1101-1106	нет	4	87	0.48
24	16.12.2014	3400	АО "Шешмаойл"	Летнее	1138	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1126-1129	1116-1122	нет	11	60	4
25	22.12.2014	40208	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1688	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1126-1129	1657-1659	нет	10.3	10	8.35
26	24.12.2014	9357	АО "Шешмаойл"	Красноктяб-ое	1266	Шешма ВН-168 5м 1 шт	1197-1202	1196-1197,6	нет	7.2	9	6.03
27	25.12.2014	3381	АО "Шешмаойл"	Летнее	1200	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1150-1155	1138-1140 1142-1145 1123-1125	нет	3.5	3	3.12

1												
28	30.12.2014	1073	АО "Геология"	Уратьминское	1798	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1755-1760	1750,5-1749 1125-1127 1116,5-1118 866-868	нет	11.1	2	10.7
29	23.01.2015	1561	АО "Иделойл"	Дачное	1294	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1251-1256	1229,2-1234,7	нет	9.8	3	8.75
30	03.02.2015	10159	АО "Геология"	Уратьминское	1261	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1211-1216	1175-1178	нет	5.8	18.2	4.36
31	14.02.2015	9381	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1296	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1237-1242	1229-1235	нет	3.5	16	2.70
32	01.03.2015	10169	АО "Геология"	Уратьминское	1287.7	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1213-1218	1209-1212	нет	3.2	34	1.94
33	02.03.2015	3407	АО "Шешмаойл"	Летнее	1165	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1120-1125	1116-1120	нет	5.1	11	4.18
34	04.03.2015	9374	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1278	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1209-1214	1203-1207	нет	32.7	96	1.20
35	11.03.2015	1565	АО "Иделойл"	Дачное	1347	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1297-1302	1282-1288	нет	10	2.2	9.00
36	13.03.2015	40211	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1713	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1676-1681	1673-1676	нет	11	48	5.26
37	24.03.2015	9380	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1259.5	Шешма ВНН-168 5м - 2 шт.	1202-1212	1193-1200	нет	4.3	20	3.16
38	25.03.2015	3406	АО "Шешмаойл"	Летнее	1182	Шешма ВНН-168 5м - 2 шт.	867-872 1151-1156	1148-1150,5	нет	9.8	12	7.93
39	31.03.2015	1571	АО "Иделойл"	Дачное	1298.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1261-1266	1245-1248,5	нет	2.2	20.2	1.62
40	02.04.2015	3791	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1251	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1218-1223	1211-1217	нет	1.8	7	1.54
41	16.04.2015	9373	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1311.5	Шешма	1243-1248	953,5-958	нет	2	14	1.58

						ВНН-168 5м - 1 шт.		1238,7-1239 1247-1248				
42	20.04.2015	3425	АО "Шешмаойл"	Летнее	1176	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1126-1131	1132-1135 1121- 1125 1235-1239	нет	4.2	28	2.78
43	23.04.2015	40210	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1649	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1618-1623	1615-1617	нет	16.2	36.2	9.51
44	12.05.2015	3435	АО "Шешмаойл"	Летнее	1151	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1100-1105	1096-1099,5	нет	23.8	80	4.38
45	12.05.2015	3792	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1201	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1163-1168	1158,5-1162	нет	33.4	98	0.61
46	16.05.2015	2003	Охтинойл	Беркет ключ	1232.5	Шешма ВНН-114 5м - 1 шт.	1218-1223	1199-1202	нет		нет данных	
47	24.05.2015	9379	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1297	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1243-1248	1238-1242	нет	2.1	9	1.76
48	25.05.2015	1572	АО "Иделойл"	Дачное	1295	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1263-1268	1242-1245 1236- 1239	нет	9.2	28.3	6.07
49	27.05.2015	3789	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1190	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1134-1139	1126-1130 1123- 1126	нет	8.3	31	5.27
50	03.06.2015	10161	АО "Геология"	Уратьминское	1222	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1178-1183	1159-1161 1163- 1165 1149-1150 920-923	нет	9	41.7	4.83
51	07.06.2015	3434	АО "Шешмаойл"	Летнее	1194	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1151-1156	1156-1160	нет	9.1	10	7.53
52	12.06.2015	2004	Охтинойл	Беркет ключ	1265	Шешема ВНН-114 5м - 1шт.	1243-1248	1226,5-1229,5	нет		нет данных	
53	12.06.2015	9377	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1302	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1244-1249	957-960	нет	6.1	67	1.85
54	17.06.2015	3790	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1216	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1148-1153	1166-1168 1144- 1147 1138-1141	нет	2.4	17.8	1.81
55	23.06.2015	9378	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	980	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	931-936	923,5-926 954- 960 964-966	нет	4	99	0.10
56	30.06.2015	3433	АО "Шешмаойл"	Летнее	1161	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1124-1129	1129-1135	нет	10.1	90	0.93

57	14.07.2015	9371	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	961.3	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	923-928	907-911	нет	1.8	11.4	1.47
58	23.07.2015	3794	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1229	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1175-1180	1164,8-1168,8	нет	1.6	25.9	1.09
59	25.07.2015	10163	АО "Геология"	Уратьминское	1230	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1180-1185	916-920	нет	4.7	31.1	2.98
60	29.07.2015	9356	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	978.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	928-933	916-920	нет	2.9	11	2.37
61	05.08.2015	3793	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1214	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1155-1160	1145-1152	нет	1.3	35	0.78
62	05.08.2015	1574	АО "Иделойл"	Дачное	1342	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1299-1304	1290-1292 1268- 1272	нет	8.4	25.9	5.73
63	20.08.2015	3796	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1233.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1187-1192	1184-1187	нет	2.1	35	1.26
64	23.08.2015	3443	АО "Шешмаойл"	Летнее	1147	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1106-1111	819-822 1101-1005	нет	40.4	77	8.55
65	22.08.2015	1564	АО "Иделойл"	Дачное	1260	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1245-1250	1232,5-1236,5	нет	2.9	4.6	2.55
66	24.08.2015	10164	АО "Геология"	Уратьминское	1276	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1224-1229	1216,4-1218,4	нет	4.2	44	2.16
67	10.09.2015	3797	АО "Шешмаойл"	Новошешм-е	1185	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1142-1147	1137,5-1140,5	нет	2.9	4.5	2.55
68	14.09.2015	9310	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1258	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1196-1201	1191-1195 1208- 1210	нет	3.5	10.3	2.80
69	27.09.2015	3446	АО "Шешмаойл"	Летнее	1220	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1195-1200	1202-1206 1188-1192	нет	10.2	42	5.44
70	29.09.2015	10166	АО "Геология"	Уратьминское	1223	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	926-931	1169,5-1171 912- 916	нет	5.3	32.1	3.31
71	01.10.2015	9311	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1245	Шешма	923-928	1185-1191	нет	7.33	47	3.57

						BHH-168						
72	10.10.2015	1577	АО "Иделойл"	Дачное	1300	5м - 1 шт. Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1260-1265	1256,4-1258,4	нет	12.2	23.8	8.55
73	12.10.2015	3795	АО "Иделойл"	Новошешм-е	1229	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1168 -1173	1162,5-1165,5	нет	1.3	93	0.08
74	19.10.2015	10162	АО "Геология"	Уратьминское	980	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	930-935	918-925 936-937	нет	16.1	92.3	1.14
75	19.10.2015	9314	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1244	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1196-1201	1190,4-1191,4 1173-1174 1179,5-1180,5	нет	3	10.1	2.48
76	24.10.2015	3426	АО "Шешмаойл"	Летнее	1120	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1104-1109	1096-1100 1084- 1087 1059,5- 1064	нет	7.3	7.4	6.22
77	27.10.2015	2000	Охтинойл	Беркет ключ	1303	Шешема ВНН-114 5 м - 1шт	1277-1282	1173,5-1174,7	нет		нет данных	
78	04.11.2015	1576	АО "Иделойл"	Дачное	1374	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1291-1296	1303-1304 1317- 1320 1280-1283	нет	4.9	12.46	3.95
79	06.11.2015	9313	АО "Шешмаойл"	Краснооктябр	1230	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1188-1193	1186-1187,5 1184-1186	нет	3.5	34	2.13
80	06.11.2015	10165	АО "Геология"	Уратьминское	921	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	895-900	886-891	нет	4.6	36.47	2.69
81	19.11.2015	3243	АО "Шешмаойл"	Северное	1107	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1067-1072	1073-1077	нет	6.4	7.53	5.44
82	22.11.2015	2001	Охтинойл	Беркет ключ	1187	Шешма ВНН-114 5 м - 1шт	1166-1171	1155-1156,8	нет		нет данных	
83	24.11.2015	3445	АО "Шешмаойл"	Летнее	1240	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1216-1221	1222-1225 1212-1215 1183-1187	нет	3	6	2.59
84	26.11.2015	9318	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1276	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1225-1230	1216-1220 1217,5-1219,5 929-933	нет	1.2	34	0.73
85	28.11.2015	1573	АО "Иделойл"	Дачное	1312.5	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	1256-1261	1237-1240	нет	4.5	8.4	3.79

86	28.11.2015	10168	АО "Геология"	Уратьминское	960.2	Шешма ВНН-168 5м 1 шт	924-930	915-918 904-908	нет	9.8	61.7	3.45	
87	16.12.2015	2010	Охтинойл	Беркет ключ	1124	Шешема ВНН-114 5 м - 1шт	1225-1230	1213-1218.5	нет		нет данных		
88	19.12.2015	1562	АО "Иделойл"	Дачное	1324	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1296-1301	1289-1294	нет	8.7	7.3	7.42	
89	19.12.2015	10167	АО "Геология"	Уратьминское	1020	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	967-972	954-958	нет	3.1	100	0.00	
90	21.12.2015	3246	АО "Шешмаойл"	Северное	1123	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1090-1095	1084-1088	нет	11.7	16	9.04	
91	23.12.2015	2246	АО "Геология"	Чеканское	1294	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1231-1236	1223,5-1225,5	нет		нет данных		
92	29.12.2015	9382	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1300	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1248-1253	958-961	нет	12.6	73.2	3.11	
93	13.01.2016	2011	Охтинойл	Беркет Ключ	1331	Шешма ВНН -114 5м 1шт	1315-1320	1309.5-1313	нет		нет данных		
94	09.01.2016	1570	АО "Иделойл"	Дачное	1315.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1270-1275	1265-1268	нет	3.6	1	3.28	
95	15.01.2016	3244	АО "Шешмаойл"	Северное	1143	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1104-1109	1100-1104	нет	14.2	12.4	11.44	
96	02.02.2016	1569	АО "Иделойл"	Дачное	1334.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1302-1307	1296-1298	нет	5.5	67.6	1.64	
97	07.02.2016	20074	АО "Геотех"	Глазовское	1130.8	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1075,5-1081,5	1071-1074	нет	17.3	0.7	15.80	
98	08.02.2016	2014	Охтинойл	Беркет Ключ	1230.5	Шешма ВНН-114 5м - 1 шт.	1207-1212	1053-1060	нет		нет данных		
99	11.02.2016	3245	АО "Шешмаойл"	Северное	1100	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1062-1067	1053-1060	нет	12.8	31.3	8.09	
100	14.02.2016	9384	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1260	Шешма	1205-1210	1199-1204	нет	4.5	8.1	3.80	

						ВНН-168 5м - 1 шт.						
101	22.02.2016	3444	АО "Шешмаойл"	Летнее	1184	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1150-1155	1116-1123	нет	22.8	85.7	3.00
102	24.02.2016	1566	АО "Иделойл"	Дачное	1358.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1258-1263	1232-1236	нет	5.1	1	4.65
103	07.03.2016	9389	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1291	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	960-965	948-952	нет	5.7	48.6	2.70
104	08.03.2016	2012	Охтинойл	Беркет Ключ	1414.6	Шешма ВНН-114 5м - 1 шт.	1397-1402	1292-1296	нет	нет данных		
105	23.03.2016	1420	Охтинойл	Беркет Ключ	1256.2	Шешма ВНН-146 5м - 1 шт.	1239-1234	939,5-944 946-947,7 947,7-970	нет	3.6	4.6	3.16
106	25.03.2016	9383	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1254	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1196-1201	1190-1196	нет	3.7	8.9	3.10
107	26.03.2016	3432	АО "Шешмаойл"	Летнее	1135	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1104-1109	1097-1110 1112-1113 1074-1078	нет	1.7	5.7	1.47
108	27.03.2016	1559	АО "Иделойл"	Дачное	1309	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1266-1271	1260-1264	нет	2.2	9.3	1.84
109	13.05.2016	9386	АО "Шешмаойл"	Красноокт-е	1268	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1209-1214	1205-1210	нет	4.3	30.8	2.74
110	22.05.2016	570д	АО "Шешмаойл"	Северное	1136.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1108,5-1113,5	1104-1107	нет	10	4.9	8.75
111	26.05.2016	1558	АО "Иделойл"	Дачное	1262.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1219-1224	1209-1212 1218- 1220	нет	2.5	2.3	2.25
112	31.05.2016	40214	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1661.7	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1644-1649	1636-1638	нет	10.1	12.4	8.14
113	31.05.2016	3427	АО "Шешмаойл"	Летнее	1180	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1154-1159	1161-1164	нет	48.2	88	5.32
114	12.06.2016	3251	АО "Шешмаойл"	Летнее	1115	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1075-1080	1068-1071	нет	7.6	68.2	2.22
115	22.06.2016	9385	АО "Шешмаойл"	Краснокт-е	1006	Шешма	960-965	950-945,5	нет	13.7	49.2	6.40

						ВНН-168 5м - 1 шт.						
116	03.07.2016	3403	АО "Шешмаойл"	Летнее	1136	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1122-1127	1116-1121	нет	15	65.1	4.82
117	28.07.2016	3424	АО "Шешмаойл"	Летнее	1140.3	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1115-1120	1086,5-1089,5	нет	6.2	11.9	5.03
118	01.08.2016	1555	АО "Иделойл"	Дачное	1278	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1232-1237	1237-1242	нет	3.8	6.6	3.27
119	10.08.2016	3252	АО "Шешмаойл"	Летнее	1133	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1100-1105	1093-1096	нет	12	5	10.49
120	06.09.2016	40216	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1642	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1612-1617	1608-1611	нет	10.8	17.3	8.22
121	08.09.2016	3423	АО "Шешмаойл"	Летнее	1137	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1114-1119	1111-1113	нет	6	10.1	4.96
122	21.09.2016	10170	АО "Геология"	Уратьминское	1250.7	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1203-1208	1194-1196	нет	3.3	94	0.18
123	26.09.2016	1552	АО "Иделойл"	Дачное	1283.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1242-1247	1236,5-1240,5	нет	7.2	6.3	6.21
124	01.10.2016	3419	АО "Шешмаойл"	Летнее	1185	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1151-1156	1144-1148	нет	12.3	54	5.21
125	05.10.2016	4920	АО "Елабуга- нефть"	Пенячинское	1265.3	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1170-1175	1177-1178,6 1197,5-1199,5	нет	3.6	0.6	3.29
126	08.10.2016	8758	АО "Кондурча- нефть"	Аделяковское	1392.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1362-1367	1341-1345	нет	0.8	4.3	0.70
127	14.10.2016	40218	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1704.4	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1683-1688	1676-1681	нет	10	18.5	7.50
128	17.10.2016	10171	АО "Геология"	Уратьминское	1200.4	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1150-1155	1139-1144	нет	2.5	14	1.98
129	28.10.2016	8759	АО "Кондурча- нефть"	Аделяковское	1369	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1315-1320	1313-1315	нет	2.4	2	2.16
130	30.10.2016	2017	Охтинойл	Беркет Ключ	1464	Шешма	1413-1418	1400-1406	нет	нет данных		

	1	i	ı	1		i	1					
						BHH-168						
						5м - 1 шт.					ı	
131	05.11.2016	4919	АО "Елабуга- нефть"	Пенячинское	1216.3	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1162-1167	1116-1123	нет	0.9	0.7	0.82
133	05.11.2016	3420	АО "Шешмаойл"	Летнее	1156.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1132-1137	1124-1128	нет	10.6	50	4.88
134	19.11.2016	40217	ООО "НК- Геология"	Тумутукское	1660.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1639-1644	1633-1637	нет	7.4	11.7	6.01
135	04.12.2016	3421	АО "Шешмаойл"	Летнее	1193.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1162-1167	1154-1158	нет	6.5	71.7	1.69
136	11.12.2016	8761	АО "Кондурча- нефть"	Аделяковское	1379.5	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1331,5-1336,5	1324-1328	нет	2.1	3	1.87
137	05.02.2017	24	АО "Геотех"	Глазовское	1156.2	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1121-1126	1115-1117	нет	5.8	4.3	5.11
138	06.02.2017	3161	АО "Шешмаойл"	Летнее	1230	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1190-1195	1185-1187	нет	3.5	5	3.06
139	19.02.2017	2015	Охтинойл	Беркет Ключ	1259.3	Шешма ВНН-168 5м - 1 шт.	1227-1232	1217.5-1221.5	нет	нет данных		

В 2017 году в ООО УК "Шешмаойл" планируется начать работы по созданию рецептур водо- и нефтенабухающих эластомеров с гораздо большими коэффициентами набухания и с максимально коротким сроком набухания. Это необходимо для перекрытия заколонного пространства между эксплуатационной колонны и стенкой скважины без применения цемента. Данные пакеры находят спрос при строительстве горизонтальных скважин бурением, когда их устанавливают на хвостовой части эксплуатационной колонны в горизонтальной части скважины без применения цементных растворов. Планируется создать рецептуры водонабухающей и нефтенабухающей резин с коэффициентом набухания не менее 400% с временем набухания в воде (до 400% при температуре 25°C) - не более 24 ч, а также провести испытание комплекса их эксплуатационных (сорбционных, механических, теплофизических и др.) характеристик лабораторной партии набухающей резины.

Технология водоизолирующих работ на основе закачки водонефтенабухающей резиновой крошки

Скважина 9705

Скважина 9705 Краснооктябрьского месторождения АО "Шешмаойл" эксплуатирует башкирский ярус (открытый ствол) и перфорированный верейский горизонт винтовым штанговым насосом в связи с высокой вязкостью добываемой нефти (рисунок 11).

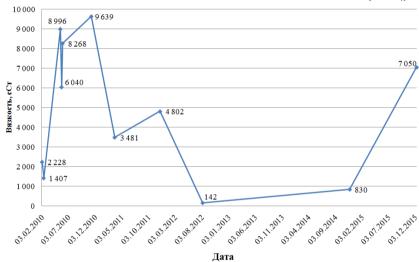


Рисунок 11. Значения кинематической вязкости на скв.9705

В первые два года эксплуатации скважины обводненность продукции составляла в среднем 15%, в мае 2012 года произошло обводнение по пласту (рисунок 12), дебит по жидкости вырос с 3 до 8,5 м³/сут (рисунок 13), дебит по нефти не изменился. Проведенные на скважине геофизические исследования заколонных перетоков между пластами не выявили. В 2016 году принято решение о проведении водоизолирующих работ на скважине 9705, которые можно разделить на 5 основных этапов.

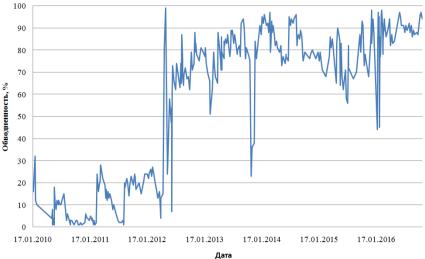




Рисунок 13. Динамика дебитов скважины 9705

Перед проведением этапов работ опрессовали НКТ технической водой и вымыли обратный клапан. Далее проработали колонну скребком, провели обратную промывку, посадили пакер и насытили пласт водой при давлении в начале и конце ($P_{H/K}$) 0/10 атм. Приемистость ($Q_{пp}$) определили водой в объеме 3 м³ на 4 скорости, при диаметре поршня насоса (d_n) 115мм, числе вращения вала (n) 1200 обор/мин, Q_{np} составил 288 м³/сут при $P_{H/K}$ -0/10 атм (излива нет).

I и II этап) Закачали (2 раза) по НКТ глинистый раствор (по 20 м³) с опилками (по 4 м³) до 40 атм, планировалось достичь устойчивое давление на устье 70 атм. После I этапа определили Q_{np} водой в объеме (V) 3 м³ при P-70 атм на 3-й скорости, d_{n} -115мм, n-300 об/мин, Q_{np} -432 м³/сут. После II этапа при n-900 об/мин на 2-й скорости и V воды 1,5м³ при P-40 атм Q_{np} составил 336 м³/сут.

III этап) Приготовили кислый гель на основе "ВГДС-ПСК", закачали по НКТ "подушку" пресной воды в V-3 $\rm M^3$ при P-50 атм (всего 7 циклов), продавили "ВГДС-ПСК"по НКТ в пласт водой в V-3 $\rm M^3$ при P $\rm H/K^-50/40$ атм. Q $\rm III$ при P-50 атм на 3-й скорости составила 432 $\rm M^3/C$ ут.

IV этап) Повторно закачали глинистый раствор (3 цикла) в V по 20 м 3 , опилки в V по 4 м 3 по НКТ при Р $_{\text{H/K}}$ -30/40атм на 3-й скорости, и продавили раствор водой по НКТ в V-6 м 3 при Р-50 атм.

V этап) В связи с недостаточным увеличением давления произвели закачку "подушки"

пресной воды в V-0,5 м³, реагента "ПСК" в V-6 м³, "подушки" пресной воды в V-0,5 м³, цементный раствор в V-1,2 м³ (1,5 тн сухого цемента) при P-50/90/30 атм, общее - 4 цикла. 5 цикл: "подушка" пресной воды в V-0,5 м³, "ПСК" в V-6 м³, "подушка" пресной воды в V-0,5 м³ при P-90 атм, цементный раствор в V-4 м³ (5 тн сухого цемента), "подушка" пресной воды в V-0,5 м³, вода в V-4,9 м³ при P-95 атм. Далее после свабирования и промывки скважины растворителем спустили двигатель Д-85 с долотом диаметром 95,3 мм, произвели разбуривание с промывкой водой при P-60 атм. После насыщения открытого ствола закачкой воды по НКТ в V-9 м³ определили Q_{np} при P-35 атм на 3-й скорости, d_{n} -127 мм, n-1500 об/мин, приемистость составила 432 м³/сут.

VI) Следующий этап водоизолирующих работ - закачка водонефтенабухающей резиновой крошки, которая является основой для изготовления уплотнительных элементов набухающего пакера. Сначала закачали в НКТ "подушку" пресной воды в V-0,3 м³, затем: "ВГДС-ПСК" в V-4 м³, резиновую водонабухающую крошку V-50 кг, "подушку" пресной воды в V-0,3 м³, минерализированную воду в V-1 м³ (12 циклов) при P_{H/K^-} 0/50 атм (остаточное P-20 атм). Продавили всю закачанную композицию в пласт по НКТ водой в V-3 м³ при P-50 атм (остаточное P-20 атм). Определили $Q_{пp}$ при P_{H/K^-} 50/20 атм на 3-й скорости, Q_{np} -393 м³/сут. Далее закачали по НКТ через осреднительную емкость с равномерной подачей глинистый раствор в V-40 м³, раствор "Гипана" в V-20 м³, резиновую крошку 625 кг при $P_{H/p/K^-}$ 0/50/0 атм. Продавили композицию в пласт по НКТ водой в V-5 м³ при $P_{H/p/K^-}$ 0/50/0 атм. При P-55 атм на 3-й скорости Q_{np} -360 м³/сут (циркуляции и выхода газа по межтрубному пространству нет).

Общий объем закачанных материалов (реагенты, растворы, цемент, набухающая крошка, вода и т.д.) составил 318 м³. Во время проведения всех этапов водоизолирующих технологий приемистость не снижалась ниже 336 м³/сут (рисунок 14), давление при этом росло незначительно и не продолжительное время, по истечении нескольких часов после закачки давление падало практически до нулевых значений.

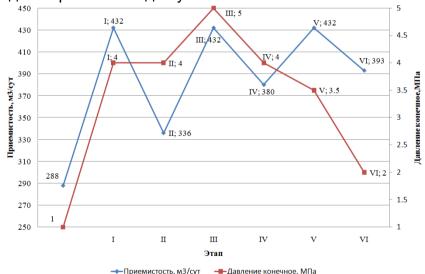


Рисунок 14. Приемистость на скважине 9705

<u>Скважина 10</u>

Скважина 10 Заречного месторождения АО "Геотех" вскрыта турнейским ярусом (интервал перфорации 1308-1313 м). С момента освоения скважины из бурения обводненность не снижалась ниже 100 %. По результатам ГИС закачиваемая вода поглощается в интервале перфорации 1308-1312 м, ниже вода практически не идет, затрубная циркуляция жидкости вниз не выявлена, общая приемистость Q_{np} -216 м³/сут, забой по локатору муфт 1360,3 м. Также определено, что приток жидкости отмечается из

интервала перфорации 1308-1312 м по прослоям: 1308,7-1309,7 м; 1310,7-1311,2 м, и слабый приток (по термометрии) из изолированного интервала перфорации 1329-1333 м, затрубная циркуляция жидкости снизу и нарушение герметичности эксплуатационной колонны ниже не выявлены. Определили Q_{пр} технической водой в V-3 м³ при P-40 атм на 3-й скорости, n-1200 об/мин, d_n -127 мм, Q_{np} -432 м³/сут. Определили Q_{np} водой в V-3 м³ при P-60 атм на 4-й скорости, n-1200 об/мин, Q_{пр}-540 м³/сут. Для проведения водоизолирующих водонефтенабухающей резиновой крошки работ с закачкой специальные отверстия при помощи "Скорпион-32СГП" в интервале 1329-1333 м (40 отверстий). Перед закачкой определили $Q_{\text{пр}}$ по HKT технической водой в V-4 м³ при P-60 атм на 3-й скорости, d_n -127мм, n-1300об/мин, Q_{np} -480 м³/сут (излив по межтрубному пространству V-20 л/мин). Затем повторно определили Q_{пр} по межтрубному пространству в V-4 M^3 при P-40 атм на 3-й скорости, $d_{\rm n}$ -127 мм, n-1300 об/мин, $Q_{\rm np}$ -443 M^3 /сут (излив по НКТ в V-10 л/мин). Далее приступили к основному этапу водоизолирующих работ, для чего закачали глинистый раствор в НКТ в V-8 м³ с добавлением через чанок (мерная емкость цементировочного агрегата) водный раствор ВПРГ, набухающую резиновую крошку 133 кг при Р-100 атм (технический "стоп"). Затем продавили глинистый раствор в пласт по НКТ технической жидкостью в V-5 м³ при P-100 атм с ожиданием падения давления. После реагировании в течении 24 часа определили Q_{пр} при Р-100 атм, пласт не принимает. Падение давления Р_{н/к}-100/50 атм произошло за 5 мин. Отбор проб на обводненность показал ее снижение (рисунок 15), но через несколько месяцев обводненность повысилась до максимальных значений. В настоящее время скважина 10 эксплуатируется насосом 20-125 RHBC-12-4-2-2 с дебитом по жидкости 7,8 м³/сут.



Рисунок 15. **Динамика обводненности на скв.10 АО "Геотех" с 18.09.2016г. по** 17.05.2017г.

Выводы:

- 1. Установлено, что 30 % осложнений скважин связано с поглощением тампонажного раствора и тем самым недоподъемом цементного раствора, 25 % с межпластовыми перетоками, 20 % с неправильным определением водонефтяного контакта, 15 % связано с недоспуском колонн и 10 % –флюидопроявление.
- 2. Водонабухание резины лежит в пределах 80 % в пластовой воде и 105 % в дистиллированной.
 - 3. Степень набухания разработанной резины в нефти 120 %.
- 4. Манжеты изготавливаются методом горячего прессования на гидравлическом прессе с определенными временем, температурой и давлением.

- 5. Разработан надежный способ крепления манжет на пакер.
- 6. Определена положительная устойчивость резины к кислотным составам.
- 7. На 139-ти скважинах в 8-ми добывающих компаниях, находящихся в Республике Татарстан, внедрены новые конструкции водонефтенабухающих пакеров, которые непосредственно в пластовых условиях позволяют создавать зоны (экран, барьер) с повышенным фильтрационным сопротивлением и исключать межпластовые перетоки, подтягивание подошвенных вод.
- 8. Водоизоляционные работы на стадии освоения после перфорации эксплуатационной колонны с набухающими пакерами не проводились. Обводненность скважин с набухающими пакерами (12 %) ниже, по сравнению с базовыми скважинами (32 %).
- 9. Разработана технология водоизолирующих работ на основе закачки водонефтенабухающей резиновой крошки и внедрена на двух скважинах, на скв.10 обводненность снизилась на несколько месяцев.
- 10. Получены сертифицирующие документы на пакер и отправлена заявка на патент РФ.

Список литературы:

- 1. Способ устранения заколонных перетоков: пат. на изобретение № 1813873 Рос. Федерация. №4824318; заявл. 07.05.1990; опубл. 07.05.1993.
- 2. Пакер: пат. на полезную модель №70543 Рос. Федерация. №2007121223/22; заявл. 07.06.2007; опубл. 27.01.2008.
- 3. Способ эксплуатации скважинного нефтепромыслового оборудования: пат. на изобретение № 2581593 Рос. Федерация. №2015124355/03; заявл. 23.06.2015; опубл. 20.04.2016.
- 4. Носиков А.Ф., Колесник В.И. Свойства водонабухающих резин на основе наирита / Каучук и резина, 1994, №5.
- 5. Вольфсон С.И. Динамически вулканизованные термоэластопласты: Получение, переработка, свойства / С.И. Вольфсон. М.: Наука, 2004. 173 с.
- 6. Томас Д., Сперлинг Л. / в кн. Полимерные смеси / Под ред. Д. Пола и С. Ньюмена. М.: Мир, 1981. Том 2. С. 453.
- 7. Корнев А.Е., Буканов А.М., Шевер Шевердяев О.Н. Технология эластомерных материалов: Учебник для вузов. М: «НППА «Истек», г. Москва, 2005. с. 508.