



# ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В УСЛОВИЯХ ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ Т НГКМ. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЙ, ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

© Коллектив авторов,  
2024



**О.Л. Смоляров<sup>1</sup>, Е.В. Шамсутдинова<sup>2</sup>, А.И. Неволин<sup>2</sup>, В.Ю. Хорюшин<sup>3,\*</sup>**

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», РФ, Тюмень

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», РФ, Пермь

<sup>3</sup>ООО «Меретояханефтегаз», РФ, Тюмень

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Цель.** Поиск оптимальных рецептур для проведения химической изоляции водопритока на основе полиакриламида и эмульгатора.

**Материалы и методы.** Изучение составов Изопласт-Д и полиакриламида АК-642 и их свойств выполнялось с помощью лабораторных исследований (экспериментов) в свободном объеме рецептур, различающихся реологическими свойствами, для определения оптимальных соотношений химических реагентов. Выполнялись замеры вязкости.

**Результаты.** Проведён обзор существующих методов изоляции водопритока. Показаны возможные шаблонные дизайны проведения изоляции водопритока на скважинах Т НГКМ. Проведены лабораторные исследования в свободном объеме различных рецептур эмульсионного (на основе реагента Изопласт Б) и полимерных составов (на основе полиакриламида АК-642).

**Заключение.** Наиболее применимой технологией для условий Т НГКМ является химический метод изоляции водопритока. Выделены оптимальные рецептуры 2 и 3 состава Изопласт-Д, которые обладают селективными свойствами. Рецептуры 1, 2, 3 шитого полиакриламида марки АК-642 способны образовывать устойчивые гели. Результаты, полученные в ходе экспериментальных работ авторами статьи, позволяют рекомендовать полевые испытания рецептур предложенных реагентов в промышленных условиях Т НГКМ.

**Ключевые слова:** ограничение водопритока, нефтяная оторочка, полиакриламид, обратная эмульсия

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Смоляров О.Л., Шамсутдинова Е.В., Неволин А.И., Хорюшин В.Ю. Ограничение водопритока в условиях тонкой нефтяной оторочки Т НГКМ. Оценка технологий, лабораторные исследования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):120–128. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-120-128>

*Статья поступила в редакцию 28.02.2024*

*Принята к публикации 15.03.2024*

*Опубликована 30.09.2024*

WATER SHUT-OFF IN CONDITIONS OF A THIN OIL RIM OF THE T FIELD. TECHNOLOGY ASSESSMENT, LABORATORY RESEARCH

**Oleg L. Smolyarov<sup>1</sup>, Elena V. Shamsutdinova<sup>2</sup>, Anton I. Nevolin<sup>2</sup>, Vadim Yu. Khoryushin<sup>3,\*</sup>**

<sup>1</sup>Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "KogalymNIPIneft", RF, Tyumen

<sup>2</sup>Branch of LUKOIL-Engineering LLC "PermNIPIneft", RF, Perm

<sup>3</sup>LLC "Meretoyakhaneftgaz", RF, Tyumen

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Purpose.** Search for optimal formulations for chemical water shut-off based on polyacrylamide and emulsifier.

**Materials and methods.** Review of existing water shut-off methods. Conducting laboratory studies in bottle tests of formulations differing in rheological properties to determine the optimal ratios of chemical reagents.

**Results.** The review of existing water shut-off methods was carried out, and possible template designs for water shut-off at wells of the T oil and gas condensate field were shown. Laboratory studies were carried out in bottle tests of various emulsion formulations (based on the Isoplast B reagent) and polymer compositions (based on polyacrylamide AK-642).

**Conclusion.** The most applicable technology for the conditions of the T field is chemical water shut-off. Optimal formulations 2 and 3 of the Isoplast-D composition, which have selective properties, have been identified. Recipes 1, 2, 3 of cross-linked polyacrylamide brand AK-642 are capable of forming stable gels. The completed studies make it possible to conduct field tests of the formulations of the proposed reagents in the T field.

**Keywords:** water shut-off, oil rim, polyacrylamide, reverse emulsion

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Smolyarov O.L., Shamsutdinova E.V., Nevolin A.I., Khoryushin V.Yu. Water shut-off in conditions of a thin oil rim of the T field. Technology assessment, laboratory research. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):120–128. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-120-128>

Manuscript received 28.02.2024

Accepted 15.03.2024

Published 30.09.2024

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазонадсатное месторождение (НГКМ) Т является основным разрабатываемым активом ООО «Меретояханефтегаз». По величине извлекаемых запасов углеводородного сырья (УВС) относится к крупным. По геологическому строению — месторождение сложное, многопластовое. Его нефтегазоносность связана с пластами ПК<sub>1</sub>, Ач<sub>4</sub>, Ач<sub>5</sub>, Ач<sub>6</sub><sup>0</sup>, Ю<sub>2-3</sub>. Основным объектом разработки является пласт ПК<sub>1</sub> покурской свиты с начальным пластовым давлением 11,4 МПа, начальной пластовой температурой +26 °С при средней глубине залегания этих отложений 1116,3 м. Нефтегазовая залежь сводовая, водоплавающая, с нефтяной оторочкой менее 10 м. Геолого-технологические условия разработки пласта ПК<sub>1</sub> предполагают поддержание в нем пластового давления. В настоящее время используется технология закачки воды. Однако, как показывает практика, на данном месторождении этот метод является малоэффективным [1].

По фильтрационно-ёмкостным свойствам (ФЕС) коллектор пласта ПК<sub>1</sub> хорошо проницаемый, средние значения составляют 438,7 мДа, средняя температура пласта +26 °С. Основной добывающий фонд представлен скважинами длиной до 4100 м, с горизонтальным участком (хвостовиком) длиной, в среднем 2000 м.

Добыча нефти осложнена высокой вязкостью флюида (66,5 мПа\*с) и высоким показателем количества взвешенных частиц (КВЧ). Это приводит к большому выносу песка (слабоконсолидированный коллектор), канальным прорывом газа из газовой шапки и подстилающей воды и неравномерной выработке запасов нефти по стволу вследствие анизотропии коллектора. Исследования по определению профиля притока свидетельствуют о неравномерной выработке нефти и прорывах пластовой воды в зоны добывающих интервалов пласта ПК<sub>1</sub> НГКМ Т. На сегодня решение данной проблемы является актуальной задачей для разработки залежи пласта ПК<sub>1</sub> НГКМ Т (ООО «Меретояханефтегаз»).

Для решения данной проблемы авторами статьи предложен вариант по изоляции интервалов прорыва воды с помощью установки пакерных систем и закачки изолирующих (тампонирующих) агентов. Реализация этого предложения на практике, требует проведения лабораторных исследований возможных изолирующих реагентов. Предложенные шаблонные дизайны по закачке изолирующих составов и выбранные рецептуры этих составов в впервые применяются на НГКМ Т. Опыт и результаты, представленные в данной работе, имеют не только научную, но и практическую ценность для многих нефтегазодобывающих предприятий, сервисных предприятий, а также проектных институтов, разрабатывающих и сопровождающих разработку залежей с аналогичными геолого-физическими условиями.

## ДЛЯ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯНАО РАЗРАБОТАНО РЕШЕНИЕ ПО ИЗОЛЯЦИИ ИНТЕРВАЛОВ ПРОРЫВА ВОДЫ С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВКИ ПАКЕРНЫХ СИСТЕМ И ЗАКАЧКИ ИЗОЛИРУЮЩИХ АГЕНТОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИКАРИЛАМИДА И ЭМУЛЬГАТОРА.

### ПРОБЛЕМЫ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Вскрытие пласта ПК<sub>1</sub> горизонтальными стволами на НГКМ Т происходит через толщу чередования высокопроницаемых и низкопроницаемых зон, подстилаемых водоносным горизонтом. Неоднородное строение пласта по площади влияет на извлечение запасов нефти, так как в первую очередь вырабатываются высокопроницаемые интервалы, через которые происходит прорыв пластовых вод подстилающего водоносного горизонта. Подобные прорывы создают дисбаланс в системе сбора, и влекнут за собой неравномерную выработку запасов нефти.

Для снижения попутно добываемой воды и выравнивания профиля притока целесообразно своевременно проводить изоляцию интервалов прорыва воды.

## МЕТОДЫ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА

Применение технологий и технологических подходов к горизонтальным и многозабойным скважинам с целью равномерной выработки запасов по всей вскрытой мощности пласта с высоким контрастом проницаемости всегда требует актуальных решений. На рынке активно предлагаются механические и химические методы изоляции выработанных или обводненных горизонтальных участков пласта в добывающих скважинах. Механические методы — это глухие и проходные пакеры, двухпакерные компоновки, многофункциональные системы поинтервального контроля притока (ICV), автоматические устройства контроля притока (АУКП).

Двухпакерные компоновки — это простые компоновки, состоящие из двух пакеров, соединенных между собой проходной трубой, диаметр и длина которой может варьировать в зависимости от диаметра обсадной колонны и длины зоны изоляции обводненного или выработанного пласта. Изоляция и герметизация достигается посадкой двух пакеров выше и ниже по стволу целевого интервала изоляции (рис. 1).

Технология ICV позволяет осуществлять поинтервальную выработку продуктивного пласта за счет разделения ствола скважины на сегменты с помощью пакеров (рис. 2). Регулирование отборов осуществляется

с помощью электроклапанов, управление которыми производится с помощью наземной станции. Также возможны варианты дистанционного контроля и управления за работоспособностью компоновки ICV.

Система АУКП по своей сути идентична компоновке ICV, за исключением того, что вместо электроклапанов устанавливаются фильтры с механизмом управления контроля притока. Принцип действия основан на изменении скоростей потока и вязкости пластовых флюидов (рис. 3).

Как показывает практика, применение описанных технологий в геологических условиях пласта ПК<sub>1</sub> НГКМ Т, представленного слабосцементированным коллектором, который в процессе эксплуатации подвержен разрушению и обильному выносу песка, является рискованным вариантом, провоцирующим аварийные ситуации, связанные с прихватом оборудования в добывающих скважинах.

Поэтому на НГКМ Т в рамках данной статьи для изоляции водопритока предлагается использовать химический метод. Преимуществом такого метода являются низкие затраты на его реализацию по сравнению с внедрением систем заканчивания и перезаканчивания скважин. Ограничение диапазона изоляции притока заколонными пакерами нецементируемого хвостовика горизонтальных скважин позволяет изолировать интервалы, обособленные набухающими



Рис. 1. Схема установки двухпакерной системы. Составлено авторами  
Fig. 1. Installation diagram of the straddle system. Prepared by the authors

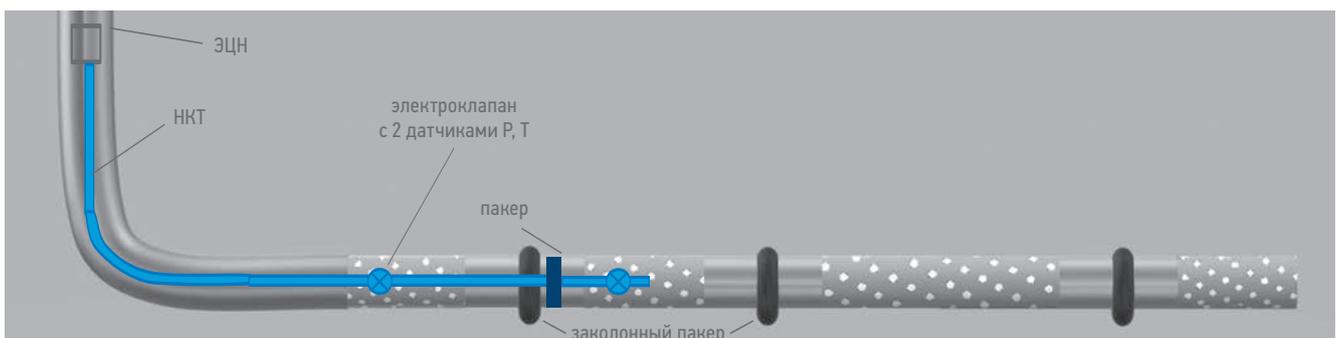
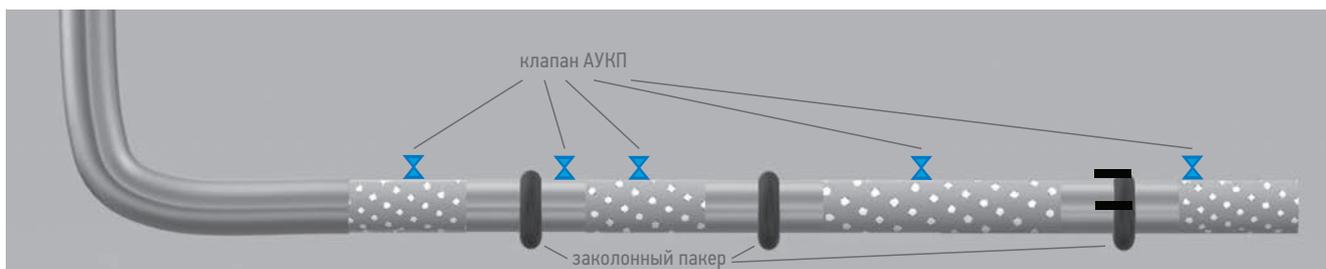
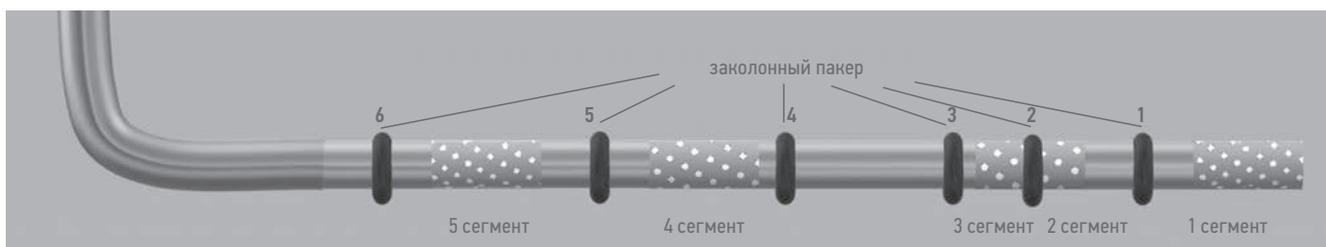


Рис. 2. Схема установки системы ICV. Составлено авторами  
Fig. 2. ICV system installation diagram. Prepared by the authors



**Рис. 3.** Схема установки АУКП. Составлено авторами  
**Fig. 3.** The installation diagram of the AICD. Prepared by the authors



**Рис. 4.** Типовая схема заканчивания скважин эксплуатирующих объект ПК<sub>1</sub> Т НГКМ. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Typical scheme of completion of wells operating the PK<sub>1</sub> T field. Prepared by the authors

пакерами, что усложняет планирование работ и возможность воздействия на продуктивные интервалы. То есть скважина при планировании работ разделяется на сегменты, среди которых по результатам проведенных промыслово-геофизических работ (ПГИ) выбираются наиболее подходящие для изоляции водопритока. Затем в интервалы установки заколонных пакеров спускается герметизирующее устройство (пакер-пробка, пакер-ретенер) для ограничения фильтрации изолирующей жидкости в нецелевые сегменты (при условии герметичности заколонного пакера). Изолирующая жидкость, как правило, представлена сшитой полимерной системой, действие которой заключается в снижении проводимости в высокопроницаемых интервалах разреза за счёт локализации в этих зонах раствора полимера и сшивателя (на основе солей поливалентных металлов). Таким образом, в высокопроницаемой зоне образуется гель, который оказывает существенное сопротивление фильтрации и представляет своего рода «водоизоляционный экран» [3, 4].

В работе было рассмотрено несколько типовых дизайнов проведения изоляции водопритока на примере **рис. 4**.

1. Прорыв воды из 1-го сегмента («носочная» зона горизонтального ствола) изолируется путем установки пакера-ретенера в хвостовике в зоне заколонного пакера 1 и закачки изолирующего состава. При этом изолирующая жидкость не фильтруется во 2, 3, 4 и 5-й сегменты,

а пакер-ретенер извлекается по завершении работ.

2. Прорыв воды из 5-го сегмента («пяточная» зона горизонтального ствола) изолируется путем установки пакера-пробки в хвостовике в зоне заколонного пакера 5 и закачки изолирующего состава. При этом изолирующая жидкость не фильтруется в 1, 2, 3 и 4-й сегменты, пакер-пробка фрезеруется.
3. Прорыв воды из 2/3/4 в отдельности или совместно изолируется путем установки пакера-пробки в хвостовике в зоне ближайшего к забою заколонного пакера, установки пакера-ретенера в зоне ближайшего к устью заколонного пакера и закачки изолирующего состава. Пакер-пробка фрезеруется.

Однако иногда из-за сложной конструкции скважины (высокая извилистость, большие отходы забоев скважин от устья и т.д.) встречается ситуация, когда пакерное оборудование не удается довести до целевых интервалов. В таких случаях под закачку изоляционного состава попадают и нецелевые интервалы (сегменты), которые, как правило, имеют высокий коэффициент нефтенасыщенности, в результате их изоляция крайне негативно сказывается на коэффициент извлечения нефти.

Ключевым решением такой проблемы является применение селективного состава, который избирательно изолирует водонасыщенные интервалы (сегменты). Таким составом является обратная эмульсия,

представляющая собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, где дисперсная среда состоит из неполярной или малополярной жидкости.

### ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВОВ АК-642, ИЗОПЛАСТ-Д

На сегодня известно четыре типа водоизолирующих составов [5]:

- неорганические водоизолирующие реагенты (цемент, силикаты, алюмосиликаты, соли металлов);
- органические полимерные материалы (полиакриламиды, состав на основе карбоксиметилцеллюлозы, фенолформальдегидовые смолы и др.);
- элементоорганические соединения (кремнийорганические, алюмоорганические и титанорганические соединения);
- комбинированные составы на основе органических и неорганических материалов.

Действующим подрядчиком, осуществляющим проведение операций по изоляции водопритока, используется два типа составов:

- Изопласт-Д, на основе обратной эмульсии (комбинированные составы), которая представляет собой термодинамически неустойчивые дисперсные системы, где дисперсная среда представлена неполярной или малополярной жидкостью [2];
- АК-642 (органические полимерные составы) представлен низкомолекулярным полиакриламидом (ПАА), сшивка которого происходит посредством добавления соли поливалентных металлов (ацетата хрома).

С целью выбора изолирующего состава авторами статьи проведены лабораторные испытания представленных составов.

Установлено, что Изопласт-Д содержит два эмульгатора: жидкий — Оленол (смесь сложных эфиров жирных кислот и многоатомного спирта, а также исходных кислот и их амидов) и твердый — соэмульгатора Изопласт-Д (высокодисперсная двуокись кремния, на поверхность которого привиты многофункциональные группы, придающие материалу гидрофобные и дифильные свойства). Эмульсии, имея дисперсный характер, избирательно фильтруются в наиболее проницаемые интервалы пласта. При механическом смешении с водой в процессе фильтрации вглубь пласта структурируются и, наоборот, разжижаются при диспергировании с нефтью.

Рецептура водоблокирующего состава представляет собой смесь эмульгатора, соэмульгатора, товарной нефти и воды. Полученная эмульсия на основе реагентов Оленол и Изопласт-Д характеризуется высокими реологическими свойствами (рис. 5). Стабильность эмульсии изучалась по мере выдержки приготовленных композиций при пластовой температуре. Полученная эмульсия характеризуется высокой вязкостью и представляют собой густую малоподвижную массу. Отделение водной фазы при температуре +26 °С не происходит более 30 дней (количество отделившейся углеводородной фазы не превышает 5–10 % от всего объема эмульсии). Испытания были проведены на трёх рецептурах состава Изопласт-Д, отличающихся соотношением компонентов, при этом определялась их динамическая

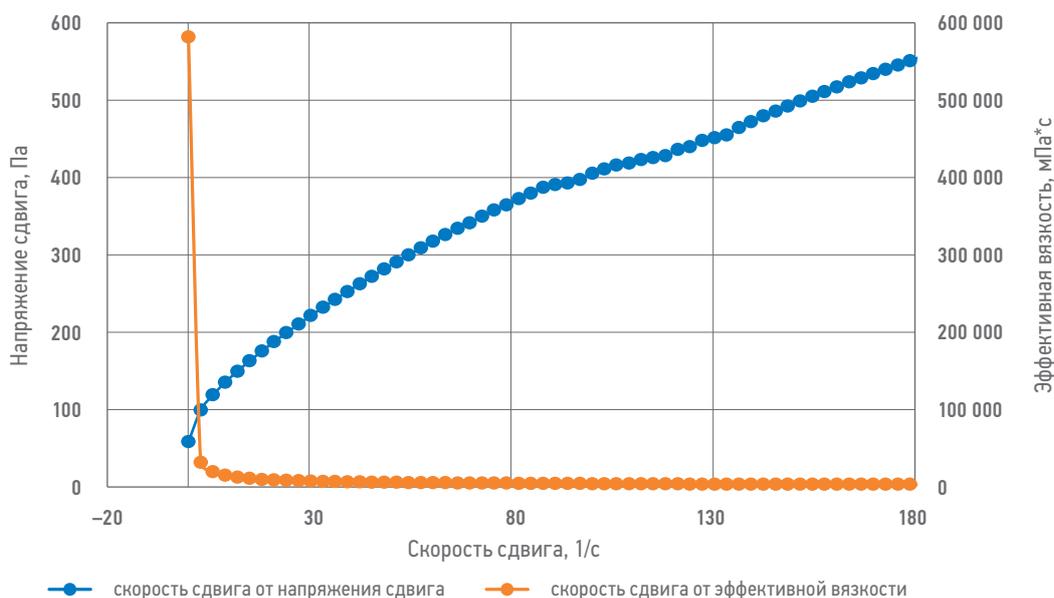


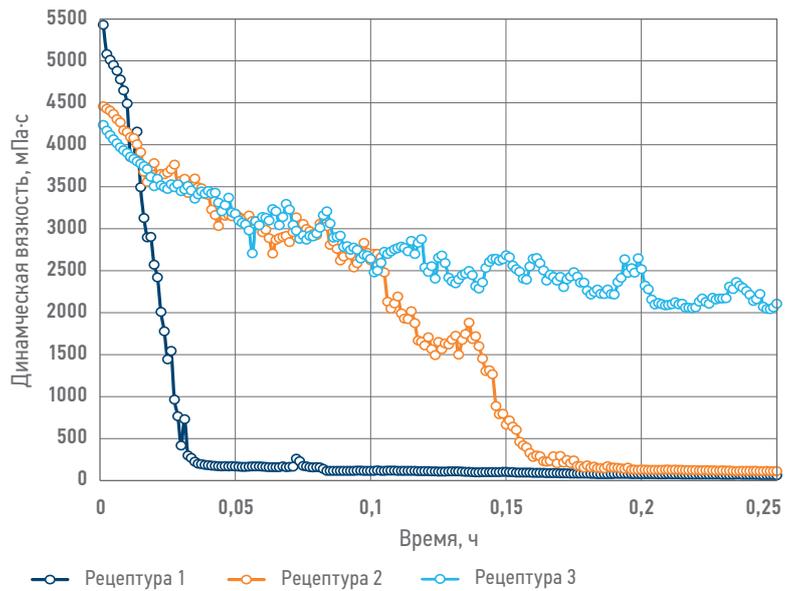
Рис. 5. Реологические свойства эмульсии на основе реагента Изопласт-Д при +25 °С. Составлено авторами  
Fig. 5. Rheological properties of an emulsion based on the Isoplast-D reagent at +25 °С. Prepared by the authors

стабильность. На **рис. 6** показано, что эмульсия, приготовленная по рецептуре 1 и 2, деструктурируется уже на первых минутах и на 10 минуте эксперимента, в то время как рецептура 3 остаётся стабильной в течение всего эксперимента ( $t = 15$  мин). Для оценки коэффициента восстановления эмульсии был дополнительно поставлен эксперимент на рецептурах 2 и 3 (**рис. 7**), который имитировал закачку состава в скважину, фильтрацию в пористую среду коллектора и далее восстановление реологических свойств в пласте. После приготовления и замера динамической вязкости в течение 15 мин. эмульсию извлекали из измерительного стакана и термостатировали в течение 24 ч при температуре  $+26$  °С. Затем ее снова помещали в измерительную систему и производили повторный замер вязкости в аналогичных условиях. Измерение вязкости проводили при скорости сдвига  $100 \text{ с}^{-1}$  в течение 15 мин. По результатам экспериментов коэффициент восстановления рецептур 2 и 3 составил 1,53 и 1,03. Предполагается, что высокий коэффициент восстановления рецептуры 2 связан с окончательной структуризацией эмульсионного состава.

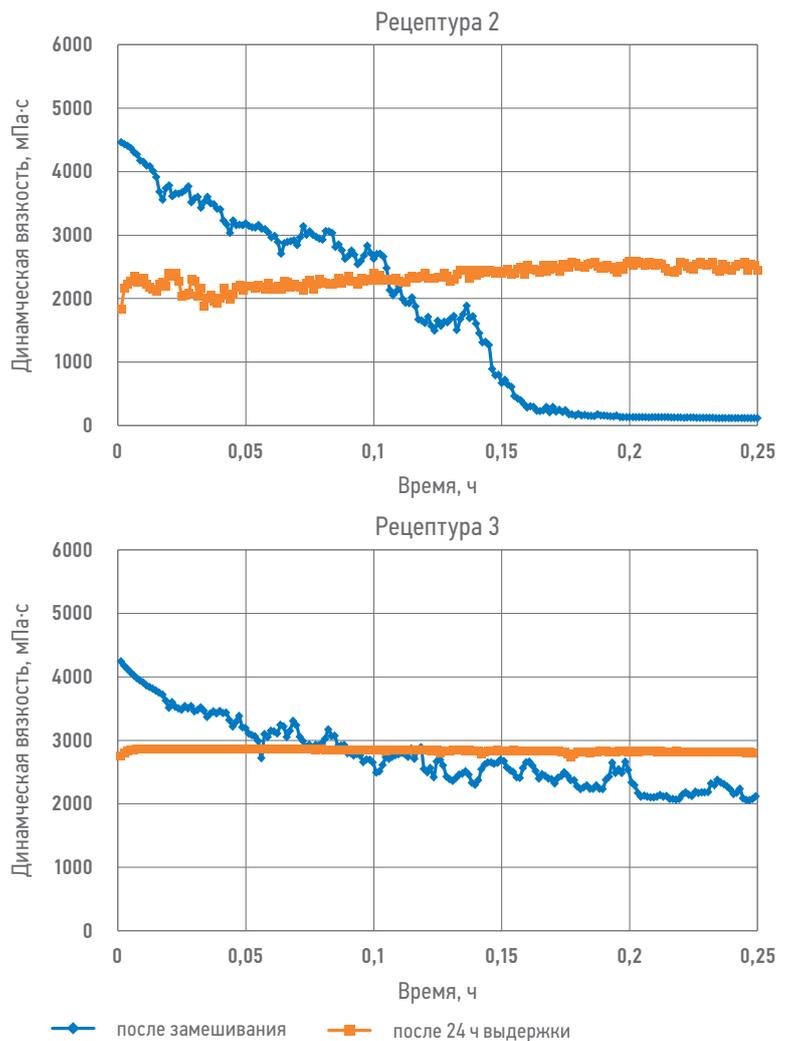
Также важным экспериментом является определение селективности состава, а именно инертность эмульсионной системы при контакте с водой и снижение её вязкости («разжижение») при контакте с нефтью. При контакте эмульсий с водной фазой их смешения не происходит, а наблюдаются отдельные сгустки эмульсии в водной фазе. В таких условиях измерение вязкости неоднородной системы выполнять некорректно. При контакте с нефтью эмульсия смешивается до однородного состояния, при этом наблюдается значительное снижение вязкости системы (**таблица 1**).

Гелеобразующий состав, полученный смесью реагента АК-642 и шшивателя — ацетата хрома (АХ), приготовленный на подтоварной воде, был испытан в трёх рецептурах различающихся концентрацией компонентов. В ходе тестирования определялась визуальная оценка гелеобразующей способности полиакриламида (ПАА). Визуальной фиксацией момента является завершение перехода системы из раствора в структурированный гель по наличию долгоживущих нитей. В первой рецептуре гелеобразная жидкость представляет собой перетекающую толстую нить, без фиксируемого языка, во второй она представлена широким средним висячим языком и в третьей рецептуре — коротким висячим языком (**рис. 8**).

Оценка структурно-механических свойств гелей проводилась с помощью



**Рис. 6.** Динамическая стабильность разных рецептур состава Изопласт-Д при  $+25$  °С при скорости сдвига  $100 \text{ с}^{-1}$ . Составлено авторами  
**Fig. 6.** Dynamic stability of different formulations of the Isoplast-D composition at  $+25$  °C at a shear rate of  $100 \text{ s}^{-1}$ . Prepared by the authors



**Рис. 7.** Динамическая стабильность рецептур 2 и 3 состава Изопласт-Д при  $+26$  °С. Составлено авторами  
**Fig. 7.** Dynamic stability of formulations 2 and 3 of the Isoplast-D composition at  $+26$  °C. Prepared by the authors

**Таблица 1.** Влияние товарной нефти на вязкость эмульсий рецептуры 2 и 3 состава Изопласт-Д  
**Table 1.** The effect of commercial oil on the viscosity of emulsions of formulations 2 and 3 of the Isoplast-D composition

Соотношение, %		Эффективная вязкость, мПа·с	
Эмульсия	Нефть	Рецептура №2	Рецептура №3
100	0	4459	4239
50	50	511,1	422,6
20	80	291,6	274,4
0	100	193,4	193,4

**Таблица 2.** Оценка свойств гелей рецептур № 1, 2, 3  
**Table 2.** Evaluation of the properties of gels of formulations No. 1, 2, 3

Рецептура	Динамическая вязкость, мПа·с	
	в момент гелеобразования	через 24 ч
1	40,9	59,3
2	83,5	118
3	139	280

вибровискозиметра SV-10. Замер вязкости производится в момент гелеобразования и через 24 ч выдержки. Результаты эксперимента приведены в **табл. 2**.

В ходе работы были также проведены испытания по оценке вязкостных свойств полимерных систем на основе АК-642 после сшивки в динамических условиях (**рис. 9**). Растворы полимера с разными концентрациями после полного растворения сшивались с ацетатом хрома и затем помещались в измерительную систему ротационного вискозиметра. После чего производились измерения вязкости при скорости сдвига 300 об/мин

при температуре +26 °С в течение 3 ч. После замера вязкости полимерные системы стали представлять собой однородные перетекающие нити средней толщины системы.

Из трех протестированных рецептур эмульсионного состава на основе Изопласт-Д для проведения работ по ограничению водопритока наиболее подходят рецептуры 2 и 3 по характеристикам вязкости, стабильности во времени, коэффициенту восстановления и взаимодействия с пластовыми флюидами. Рецептуры сшитых полимерных систем не обладают селективными свойствами, а значит приводят к изоляции



**Рис. 8.** Визуальная оценка гелеобразующей способности ПАА рецептур № 1, 2, 3 (слева направо).  
 Составлено авторами

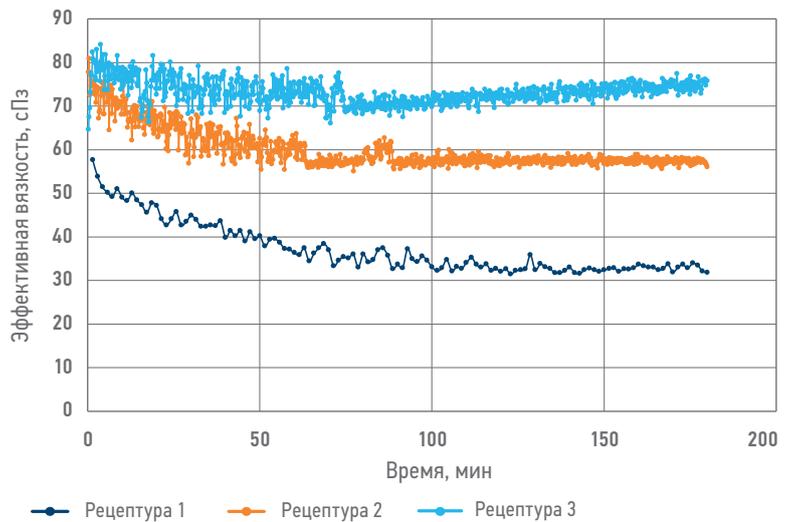
**Fig. 8.** Visual assessment of the gel-forming ability of polyacrylamide formulations No. 1, 2, 3 (from left to right).  
 Prepared by the authors

как нефтенасыщенных, так и водонасыщенных участков горизонтального ствола, однако данные составы имеют более высокую устойчивость к механической и химической деструкции. Возможны варианты применения комбинации рецептур сшитого полимерного состава от менее вязкой в первом цикле закачки к более вязкой пачке в завершающей стадии работ с целью формирования более протяженного и прочного барьера на пути движения воды.

На основании лабораторных исследований эмульсионный состав на основе Изопласт-Д и сшитый полимерный состав АК-642 обладают различиями по механизму воздействия, химическому составу, структурно-прочностным свойствам водоизоляционных экранов, соответственно у них разное влияние на обводненные участки в горизонтальных скважинах. При частичном обводнении одного из сегментов горизонтального ствола целесообразно применение эмульсионного состава через разбуриваемые или извлекаемые пакеры с целью точечного воздействия на источник обводнения. При полном обводнении вскрытого участка горизонтальной скважины необходима экранизация данного сегмента с помощью пакерного оборудования с последующей закачкой в него сшитого полимерного состава с закреплением цемента для его изоляции.

## ВЫВОДЫ

1. Из рассмотренных методов изоляции водопритока наиболее актуальным в условиях Т НГКМ является химический метод.
2. Тип заканчивания и конструкция скважин Т НГКМ позволяет осуществлять изоляцию водопритока по трём типовым дизайнам с применением эмульсионного состава на основе Изопласт-Д и сшитого полимерного состава АК-642.
3. Установлено, что блокирующий состав на основе реагента Изопласт-Д способен образовывать устойчивые нефтяные эмульсии, стабильные при пластовых условиях (+26 °С) более 30 дней. Испытания



**Рис. 9.** Динамика вязкости растворов рецептур № 1, 2, 3. Составлено авторами  
**Fig. 9.** Viscosity dynamics of solutions of formulations No. 1, 2, 3.  
 Prepared by the authors

на динамическую стабильность свидетельствуют о стабилизации вязкостных свойств эмульсионных составов после нагрузки. После выдержки эмульсий в покое наблюдается частичное восстановление свойств. Коэффициент восстановления вязкости рецептур 2 и 3 составляет 1,53 и 1,03.

4. Составы рецептур 2 и 3 состава Изопласт-Д наиболее подходят для проведения изоляции водопритока.
5. По результатам экспериментов установлена селективность эмульсионных составов Изопласт-Д по отношению к нефтяной фазе. При смешении эмульсий с пластовой нефтью происходит их разбавление и снижение вязкости, в то время как с пластовой водой смешения не происходит.
6. Рецептуры 1, 2, 3 сшитого полиакриламида марки АК-642 способны образовывать сшитые системы при температуре +26 °С. Индукционный период до начала гелеобразования составляет 6,5–8 ч, в зависимости от концентрации реагентов.
7. Испытуемые реагенты и рецептуры готовы для проведения полевых испытаний по изоляции водопритока на скважинах Т НГКМ.

## Список литературы

1. Дополнение к проекту пробной эксплуатации Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения ЯНАО Тюменской области / ООО «ТИНГ».
2. Глуценко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. М.: Интерконтант: Наука, 2008. 360 с.
3. Lake L. Enhanced Oil Recovery // Society of Petroleum Engineers, 2010.
4. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. — 2015. — №7. — С. 11–21.
5. Земцов Ю.В. Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. СПб.: ООО «Недра», 2014. 320 с.

## References

1. Addendum to the trial operation project of the Tazovskoye oil and gas condensate field of the Yamal-Nenets Autonomous District, Tyumen Region / TING LLC. (In Russ.)
2. Glushchenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. *Technological processes for opening up reservoirs and producing oil using reverse emulsions*. Moscow: Interkontakt Nauka, 2008. 360 p. (In Russ.)
3. Lake L. *Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers, 2010.
4. Zemtsov Yu.V., Baranov A.V., Gordeev A.O. Review of physicochemical EOR methods used in Western Siberia and the effectiveness of their use in various geological and physical conditions // *Oil. Gas. Innovations*. 2015, no. 7, pp. 11–21. (In Russ.)
5. Zemtsov Yu.V. *Development and improvement of workover in the fields of Western Siberia*. Spb: LLC Nedra, 2014. 320 p. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**О.Л. Смоляров** — разработка дизайна исследования, обзор технологий изоляции водопритока, подготовка второго раздела статьи.

**Е.В. Шамсутдинова** — обработка результатов лабораторных исследований, построение графиков.

**А.И. Неволин** — общее руководство лабораторными исследованиями.

**В.Ю. Хорюшин** — обобщение результатов лабораторных исследований, описание технологии химической изоляции водопритока, подготовка второго раздела статьи.

**Oleg L. Smolyarov** — development of research design, review of water shut-off technologies, writing of section 2 of the article.

**Elena V. Shamsutdinova** — processing of laboratory research results, plotting graphs.

**Anton I. Nevolin** — general management of laboratory research.

**Vadim Yu. Khoryushin** — generalization of the results of laboratory studies, description of the technology for chemical limitation of water shut-off, writing of section 2 of the article.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Олег Леонидович Смоляров** — Главный специалист Управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, г. Когалым, г. Тюмень

**Елена Васильевна Шамсутдинова** — начальник отдела химико-аналитических исследований, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь, г. Когалым

**Антон Игоревич Неволин** — начальник Управления специальных исследований ядра и пластовых флюидов, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь, г. Когалым

**Вадим Юрьевич Хорюшин\*** — начальник отдела — руководитель проекта Реновация, ООО «Меретояханефтегаз» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Oleg L. Smolyarov** — Chief specialist of the Department of Planning and Monitoring of methods for increasing oil recovery of deposits in the West Siberian region, Kogalym, Tyumen

**Elena V. Shamsutdinova** — Head of the Department of Chemical Analytical Research, Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm, Kogalym

**Anton I. Nevolin** — Head of the Department of Special Research of Core and Formation Fluids Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm, Kogalym

**Vadim Yu. Khoryushin\*** — Head of Department — Renovation Project Manager, Meretoyakhaneftegaz LLC 14, 50 let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author