
EUROPEAN of Technology and Design

Has been issued since 2013.
E-ISSN 2310-3450
2021. 9(1). Issued once a year

EDITORIAL BOARD

Dr. Tsvetkov Viktor – Moscow State University of Geodesy and Cartography, Moscow, Russia (Editor-in-Chief)

Dr. Ariwa Ezendu – University of Bedfordshire, UK (Associate Editor-in-Chief)

PhD Petrochenkov Anton – Perm National Research Politechnic University, Perm, Russia

PhD Volkov Aleksandr – Sochi State University, Sochi, Russia

Dr. Jose K Jacob – Calicut University, Kerala, India

Dr. Coolen Frank – Durham University, Durham, United Kingdom

Dr. Ojovan Michael – Imperial College London, London, UK

Dr. Md Azree Othuman Mydin – University Sains Malaysia, Penang, Malaysia

Dr. Zaridze Revaz – Ivane Javakishvili Tbilisi State University, Tbilisi, Georgia

Dr. Utkin Lev – Saint-Petersburg Forestry University, Saint-Petersburg, Russia

Dr. Zhuk Yulia – Saint-Petersburg Forestry University, Saint-Petersburg, Russia

Journal is indexed by: **CrossRef** (UK), **EBSCOhost Electronic Journals Service** (USA), **Electronic scientific library** (Russia), **Open Academic Journals Index** (USA), **ULRICH's WEB** (USA).

All manuscripts are peer reviewed by experts in the respective field. Authors of the manuscripts bear responsibility for their content, credibility and reliability.

Editorial board doesn't expect the manuscripts' authors to always agree with its opinion.

Postal Address: 1367/4, Stara Vajnorska str., Bratislava – Nove Mesto, Slovak Republic, 831 04
Release date 16.03.21
Format 21 × 29,7/4.

Website: <http://ejournal4.com/>
E-mail: aphr.sro@gmail.com
Headset Georgia.

Founder and Editor: Academic Publishing House Researcher s.r.o. Order № 20.

© European Journal of Technology and Design, 2021

European Journal of Technology and Design

2021

Is. 1

C O N T E N T S

Articles

The Technology of Hydraulic Fracturing D.V. Izymbaev	3
Analysis of the Reservoir Pressure Maintenance Pipeline System Using Polymer Flooding I.I. Kalimullin, S.S. Makarov	8

Copyright © 2021 by Academic Publishing House Researcher s.r.o.



Published in the Slovak Republic
 European Journal of Technology and Design
 Has been issued since 2013.
 E-ISSN: 2310-3450
 2021. 9(1): 3-7

DOI: 10.13187/ejtd.2021.1.3
www.ejournal4.com



Articles

The Technology of Hydraulic Fracturing

Dmitry V. Izymbaev ^{a, *}

^a Kalashnikov's Izhevsk State Technical University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

The main method of influencing the bottomhole formation zone in order to increase the productivity of wells is hydraulic fracturing. Hydraulic fracturing pursues two main goals: increasing reservoir productivity by increasing the effective radius of well drainage; creation of a highly permeable inflow channel, bypassing the damaged bottomhole zone. The design of this operation should take into account the geological features of the formation in the zone of each well on which hydraulic fracturing is planned. Accordingly, for each well, it is necessary to optimize the crack parameters from the physical and economic points of view.

The properties of the fluids used are of great importance for the effectiveness of the method; the size of the crack opening directly depends on the pressure generated. But under high pressure, liquid can penetrate into the pores, thereby contaminating the rock and formation. In the presence of core material, it is necessary to conduct tests in laboratory conditions to study the nature of formation contamination.

The use of specially treated fluids, specialized for the conditions of hydraulic fracturing only for this formation, anchoring material, equipment and technology provides a greater initial and cumulative increase in oil production.

Keywords: hydraulic fracturing, oil production rate, fracturing fluid, liquid chemicals, development, manifold, magnitude of openness, intensification, oil recovery.

1. Введение

Основной метод воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения производительности скважин является гидроразрыв пласта. Проведение гидроразрыва пласта преследует две главные цели: повышение продуктивности пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины; создание высокопроницаемого канала притока, минуя поврежденную призабойную зону.

2. Обсуждение и результаты

Технология гидроразрыва пласта

Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП), включает следующие операции:

- перфорация;

* Corresponding author
 E-mail addresses: izimbaev09@mail.ru (D.V. Izymbaev)

- спуск в скважину высокопрочных насосно-компрессорных труб с пакером и якорем на нижнем конце;
- проведение теста, для корректировки закачки основного агента;
- закачку по насосно-компрессорной трубе в пласт жидкости-разрыва, жидкости – песконосителя и продавочной жидкости;
- демонтаж оборудования, освоение скважины и пуск скважины в работу (Альфред, Дженнингс, 2003).

Организация ГРП состоит в приготовлении соответствующих реагентов в качестве жидкости гидроразрыва и последующей закачки ее в продуктивную зону с низким расходом и под высоким давлением с тем, чтобы расклинить породу, образовать в результате трещину как результат гидравлического воздействия. Прежде всего, чистая жидкость (буфер) закачивается в скважину для иницирования трещин и ее продвижения в пласте. После этого суспензия продолжает развивать трещину.

Подготовка жидкостей ГРП производится на кусту скважин, непосредственно перед закачкой ее в пласт. Система подготовки жидкости ГРП включает: песковоз, емкость с водой или дизтопливом, смесительный агрегат (блендер). В смесителе смешиваются жидкости разрыва, химические компоненты и расклинивающие частицы.

Наиболее важной функцией смесителя является механическое смешивание. Химикаты должны быть тщательно и с большой силой перемешаны, чтобы образовалась однородная жидкость разрыва, без комочков (Мальшев, 2010).

Мешалка может быть сконструирована для перемещения жидкости или суспензии в насосные установки, способные закачать до 16 м³ в минуту. Жидкие добавки вводятся в количестве от 2 до 75 л/мин.

Для этой цели применяются разные насосы. Они снабжены контрольно-измерительными приборами, с помощью которых оператор может определить потребность в добавках и контролировать качество смешиваемой жидкости с тем, чтобы она соответствовала нужным требованиям. Некоторые насосы должны работать с низкой, но постоянной производительностью для осуществления непрерывной закачки. Мешалка должна быть устойчивой к химикатам в процессе смешивания жидкостей.

В мешалке смешиваются жидкости, которые могут содержать основную жидкость, загуститель, комплексообразующий реагент, добавки для уменьшения фильтрации, вяжущие компоненты для глины, компонент для регулировки pH, биоцид и деэмульгатор.

Некоторые из этих компонентов в жидкой форме, некоторые в порошкообразной. Каждый из них добавляется в различной концентрации и, как правило, одновременно. В процессе разрыва может понадобиться менять концентрацию. Это ещё более усложняет систему. За исключением редкого ручного засыпания добавок в мешалку, обычно большинство из химикатов добавляется механическим путём (Мальшев, 2010).

Жидкие химикаты хранятся в контейнерах от 4 л до 8000 л, при крупных операциях по разрыву пласта химические вещества могут помещаться в крупных баках.

Расклинивающие частицы, как правило, засыпаются в мешалку специальным механическим устройством – передвижным ленточным конвейером или шнековым транспортёром.

Механизмы снабжены контрольно-измерительными приборами, регулирующими количество засыпаемых частиц (Некрасов и др., 2018).

Расклинивающие частицы могут храниться в бункерах и засыпаться в мешалку механически. При крупной операции по гидравлическому разрыву пласта они могут храниться и подаваться в мешалку с помощью совершенной механической системы. В этой системе на участке в одном механическом узле могут храниться до 145000 кг пропанта, которые при необходимости подаются на мешалку.

Насосы высокого давления перекачивают жидкости разрыва в скважину с нужной производительностью и под нужным давлением. Эти насосы должны быть жёсткой конструкции, позволяющей закачивать жидкость разрыва под высоким давлением и с высокой производительностью, и выдерживать коррозионное и абразивное воздействие суспензий. Последние могут иметь pH от 1 до 10 и содержание твердого абразива до 0,9 кг на литр. Скорость закачки жидкости может быть в пределах от 480 до 48000 л/мин, что в

среднем составляет 5600 л/мин. Давление при операции разрыва пласта увеличивается с увеличением глубины пласта и достигает 1400 мг/см².

Насосы, участвующие в операциях по разрыву пласта, различаются по своей мощности. Наиболее распространённые из них могут иметь мощность в 400, 1000, 3000 л.с. Часто для закачки нужного количества жидкости в трещину одного насоса недостаточно и тогда приходится через манифольд с помощью нескольких насосов перекачать жидкость в одну трубу, ведущая в ствол скважины. Источником мощности обычно служат дизельные двигатели. Кроме насосов эти двигатели могут снабжать энергией и другое механическое оборудование.

Выбор жидкости для гидроразрыва

Для создания трещины в пласте, её развития и заполнения песком, обычно используют жидкости на нефтяной или водной основах. Основными показателями рабочих жидкостей являются их вязкостные свойства, способность переносить песок на большие расстояния, фильтрационные свойства, определяющие потери жидкости в пласт, а также загрязняющие свойства: способность забивать поры породы пласта (Белкина, Дорошенко, 2017).

Для регулирования свойств жидкости обычно используют следующие модификаторы: понизители фильтрации; гелеобразователи или загустители; стабилизаторы; эмульгаторы.

Выбор рабочих жидкостей – наиболее важный этап проектирования операции ГРП. Основное назначение жидкостей состоит в создании глубоких трещин. Протяженность и раскрытость трещин, создаваемых нагнетаемой жидкостью, зависит как от прочностных свойств горных пород, так и от фильтрующих свойств рабочей жидкости. Чем большая часть заканчиваемой жидкости отфильтровывается в породу пласта, тем меньшую работу она совершает по развитию и расширению трещин.

Величина раскрытости трещины зависит от создаваемого в ней давления. Для создания повышенного давления в трещине необходимо увеличивать вязкость рабочей жидкости, либо увеличивать расход жидкости при нагнетании.

Вязкие жидкости имеют низкие фильтрационные характеристики, поэтому их использование не приводит к большим фильтрационным потерям. Жидкости повышенной вязкости хорошо переносят песок.

Комплексное влияние на процесс фильтрации вязкости и стабильности – контролируемых факторов – может быть определено в лабораторных условиях испытанием на естественных или искусственных образцах. В результате таких исследований определяются начальные потери – потери, идущие на создание корки, и показатель фильтрации жидкости, независимый от потерь на создание корки (Усачев, 1986).

В качестве добавок для снижения потерь обычно используют различные порошки – тонко размельченные твердые частицы.

Для жидкостей на водной основе применяют порошок двуокиси кремния.

Частицы этого порошка свободно фильтруются через песок и вымываются в скважину при обратной промывке.

При выборе в качестве рабочей жидкости дегазированной нефти применяют добавки – порошки карбоната кальция, обработанные нерастворимыми ПАВ.

Эмульсии и высоковязкие жидкости чаще всего обладают невысокими фильтрационными характеристиками и поэтому не требуют добавок (Меликбеков, 1967).

Способность жидкостей переносить песок на удаленные участки трещины определяется её вязкостью, соотношением её плотности и плотности песка, а также размером частиц песка. Существуют определенные зависимости скорости выпадения песка от вязкости жидкости – носителя и диаметра частиц, воспользоваться при расчете высоты заполнения трещины песком. Однако при этом необходимо учитывать, что при закачке песка с высокой концентрацией за счет столкновения частиц песка средняя скорость их осаждения может оказаться меньшей, чем для отдельных частиц, движение которых в вязкой среде описывается формулой Стокса. Кроме этого, при использовании высоковязких жидкостей последние, как правило, являются неньютоновскими и поэтому их вязкости не остается постоянной с изменением температуры и скорости движения.

Загрязнение пласта в той или иной степени происходит при закачке в пласт любых жидкостей. Сравнивая с обычной радиальной фильтрацией жидкости к скважине, где даже

неглубокое загрязнение пород в призабойной зоне пласта приводит к значительному снижению дебита, при фильтрации жидкости к скважине через трещину, глубокое проникновение жидкости разрыва в пласт через стенки трещины не приводят к полному блокированию потока жидкости. Снижение дебита может произойти не за счет загрязнения поверхностей трещины, а в результате блокирования каналов фильтрации в самой трещине, что может произойти вследствие взаимодействия пластовой и рабочей жидкостей при движении их в трещине (Альварado, Манрик, 2011).

Блокирование пористой среды в трещине происходит также вследствие попадания в трещину мелких частиц породы пласта, являющихся продуктом реакции рабочих агентов с пластовой средой.

В слабопроницаемых низко пористых пластах возможно создание водной блокады при проникновении водных растворов в породу пласта.

Высоковязкие жидкости на нефтяной основе, как правило, легко растворяются в пластовых нефтях и при обратной промывке легко вытесняются в скважину. Однако в некоторых случаях механизм взаимодействия пластовой нефти с высоковязкой жидкостью разрыва может быть таким, что при их контакте сначала выделяются легкие нефтяные фракции из рабочей жидкости, и тогда остальные компоненты выпадают в осадок, способствуя блокированию каналов фильтрации в трещине (Малышев, 2010).

При наличии кернового материала необходимо в лабораторных условиях провести испытания по изучению характера загрязнения пласта рабочими агентами. Испытания должны включать изучение глинистости и карбонатности образцов пород, петрографические определения размеров зерен и пор, связь между ними, а также исследование фильтрационных характеристик до и после прокачки рабочих жидкостей через керн.

3. Заключение

Таким образом, применяемые и специализированные только для ГРП спецобработанные жидкости, закрепляющий материал, а так же техника и технология обеспечивает больший как начальный, так и накопленный прирост добычи нефти.

Литература

Альварado, Манрик, 2011 – Альварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. М.: Премиум Инжиниринг, 2011.

Альфред, Дженнингс, 2003 – Альфред Р., Дженнингс Ж. Применение гидравлического разрыва пласта / пер. с англ. Д. А. Малахов. М.: Петроскиллс, 2003. 168 с.

Белкина, Дорошенко, 2017 – Белкина В.А., Дорошенко А.А. Оценка и прогноз эффективности методов увеличения нефтеотдачи: Учеб. пособие. Тюмень, ТюмГНГУ, 2017. 128 с.

Малышев, 2010 – Малышев А.Г. Особенности эксплуатации скважин после ГРП. М.: ВНИИОЭНГ, 2010. 156 с.

Меликбеков, 1967 – Меликбеков А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1967. 141 с.

Некрасов и др., 2018 – Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. Гидравлический разрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения. Лангепас-Тюмень: ООО «Лукойл Западная Сибирь», 2018. 234 с.

Усачев, 1986 – Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. 165 с.

References

Al'fred, Dzhennings, 2003 – Al'fred, R., Dzhennings, Zh. (2003). Primenenie gidravlicheskogo razryva plasta [Application of hydraulic fracturing]. Per. s angl. D. A. Malakhov. M.: Petroskills. 168 p. [in Russian]

Al'varado, Manrik, 2011 – Al'varado, V., Manrik, E. (2011). Metody uvelicheniya nefteotdachi plastov. Planirovanie i strategii primeneniya [Methods of enhanced oil recovery. Planning and application strategies]. M.: Premium Inzhiniring. [in Russian]

Belkina, Doroshenko, 2017 – Belkina, V.A., Doroshenko, A.A. (2017). Otsenka i prognoz effektivnosti metodov uvelicheniya nefteotdachi [Evaluation and forecast of the efficiency of enhanced oil recovery methods]: Ucheb. posobie. Tyumen', TyumGNGU. 128 p. [in Russian]

Malyshev, 2010 – Malyshev, A.G. (2010). Osobennosti ekspluatatsii skvazhin posle GRP [Features of wells operation after hydraulic fracturing]. M.: VNIIOENG. 156 p. [in Russian]

Melikbekov, 1967 – Melikbekov, A.S. (1967). Teorii praktika gidravlicheskogo razryva plasta [Theories of the practice of hydraulic fracturing]. M.: Nedra. 141 p. [in Russian]

Nekrasov i dr., 2018 – Nekrasov, V.I., Glebov, A.V., Shirgazin, R.G., Vakhrushev, V.V. (2018). Gidravlicheskii razryv plasta: vnedrenie i rezul'taty, problemy i resheniya [Hydraulic fracturing: implementation and results, problems and solutions]. Langepas-Tyumen': OOO «Lukoil Zapadnaya Sibir'». 234 p. [in Russian]

Usachev, 1986 – Usachev, P.M. (1986). Gidravlicheskii razryv plasta [Hydraulic fracturing]. M.: Nedra. 165 p. [in Russian]

Технология проведения гидравлического разрыва пласта

Дмитрий Викторович Изымбаев ^{a, *}

^a Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова, Ижевск, Российская Федерация

Аннотация. Основным методом воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения производительности скважин является гидроразрыв пласта. Проведение гидроразрыва пласта преследует две главные цели: повышение продуктивности пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины; создание высокопроницаемого канала притока, минуя поврежденную призабойную зону. Проектирование данной операции должно учитывать геологические особенности пласта в зоне каждой скважины, на которой планируется гидроразрыв пласта. Соответственно, по каждой скважине необходимо оптимизировать параметры трещины с физической и экономической точек зрения.

Большое значение для эффективности метода имеют свойства применяемых жидкостей, величина раскрытости трещины напрямую зависит от создаваемого давления. Но при большом давлении жидкость может проникать в поры, тем самым загрязняя породу и пласт. При наличии кернового материала необходимо в лабораторных условиях провести испытания по изучению характера загрязнения пласта.

Применение специализированного для условий гидроразрыва только данного пласта спецобработанные жидкости, закрепляющий материал, техника и технология обеспечивает больший как начальный, так и накопленный прирост добычи нефти.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, дебит нефти, жидкость разрыва, жидкие химикаты, разработка, манифольд, величина раскрытости, интенсификация, нефтеотдача.

* Корреспондирующий автор

Адреса электронной почты: izimbaev09@mail.ru (Д.В. Изымбаев)

Copyright © 2021 by Academic Publishing House Researcher s.r.o.



Published in the Slovak Republic
European Journal of Technology and Design
Has been issued since 2013.
E-ISSN: 2310-3450
2021. 9(1): 8-16

DOI: 10.13187/ejtd.2021.1.8
www.ejournal4.com



Analysis of the Reservoir Pressure Maintenance Pipeline System Using Polymer Flooding

Ildar I. Kalimullin ^{a,*}, Sergey S. Makarov ^{a,b}

^a Izhevsk State Technical University named after M.T. Kalashnikov, Izhevsk, Russian Federation

^b Udmurt Federal Research Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

The purpose of this article is to analyze a pipeline system for maintaining reservoir pressure (RPM) in the implementation of polymer flooding technology. The successful use of polymer flooding is a problem of modern industrial oil production and the efficiency of the oil field as a whole depends on the correct solution.

In the course of writing this article, a brief study of the reservoir pressure maintenance system and some polymer flooding technologies was carried out, as well as an analysis of the reservoir pressure maintenance system. The importance of the waterflooding system as a method of enhanced oil recovery is indicated; the technological essence of polymer flooding has been determined; shows practically applied polymer flooding schemes; a brief description of the following technologies is given: typical polymer flooding technology; polymer flooding technology carried out at the oil fields of OJSC TNK-Nizhnevartovsk, LLC NPO Neftegaztehnologiya and CJSC Concord; Bright Water polymer flooding technology. The analysis of the reservoir pressure maintenance pipeline system performed in the article is illustrated by practical examples.

Keywords: reservoir pressure maintenance (RPM), pipeline, waterflooding, polymer flooding, polymer flooding technology, polymer agent, polymer solution, rim, low-permeability layer, high-permeability layer, reservoir, BrightWater technology, water conduit, pipeline corrosion.

1. Введение

Стремительное снижение уровня добычи нефти требует внедрения компенсирующих технологий, одной из которых является полимерное заводнение. Распространение технологии полимерного заводнения в России и за рубежом показывает ее технологическую эффективность, зависящую как от скважинных условий, так и от характеристик применяемого оборудования. Это, в свою очередь, требует знания текущего состояния технологических объектов. В то же время трубопроводная система поддержания пластового давления (ППД), используемая для полимерного заводнения, в научной литературе исследована фрагментарно, что вызывает необходимость углубленного исследования этой темы. В настоящей статье освещена попытка выполнения анализа трубопроводной системы ППД при полимерном заводнении нефтяных залежей.

* Corresponding author

E-mail addresses: ilda_87@mail.ru (I.I. Kalimullin), makarovss@udman.ru (S.S. Makarov)

2. Обсуждение и результаты

Система ППД

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования, обеспечивающего подготовку, транспортировку и закачку рабочего агента (преимущественно воды) в пласт нефтяного месторождения для поддержания на заданном уровне требуемого давления и достижения максимальных показателей извлечения нефти. Необходимость в системе ППД возрастает по мере истощения месторождения и для эксплуатируемых в настоящее время в России скважин представляется особенно актуальной, поскольку в стране лишь незначительная часть нефтяных скважин разрабатывается при достаточно высоком естественном пластовом давлении. Для всех остальных скважин используют искусственные методы воздействия на нефтяной пласт, среди которых метод заводнения системой ППД является основным – он позволяет повысить нефтеотдачу пласта в ряде случаев до 50-70 %. На [Рисунке 1](#) показана принципиальная схема системы ППД, содержащая систему нагнетательных скважин, систему распределительных блоков (ВРБ), систему трубопроводов, станции по закачке агента (БКНС) и оборудование для подготовки агента к закачке в пласт ([Квеско, 2016](#)). На [Рисунке 2](#) приведена схема процесса поддержания пластового давления.

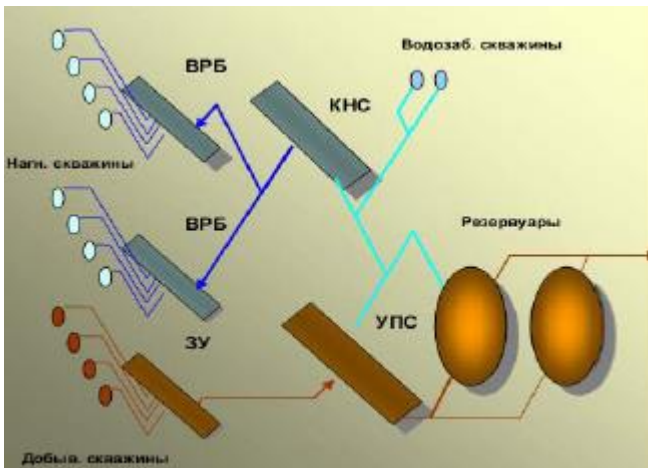


Рис. 1. Схема системы ППД ([Квеско, 2016, Рис. 2.1](#))

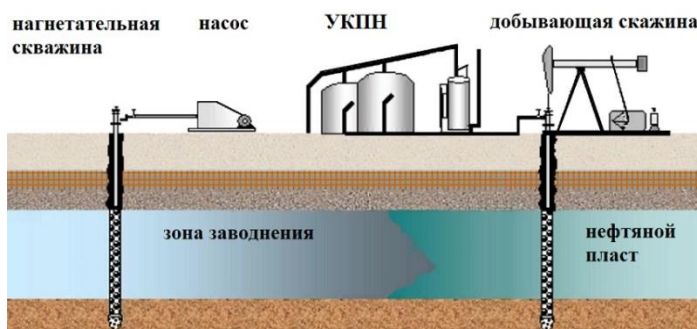


Рис. 2. Схема процесса поддержания пластового давления ([Квеско, 2016](#))

Полимерное заводнение

Технологическая сущность полимерного заводнения заключается в закачке в пласт большого объема оторочки полимерного агента для изменения соотношения темпов продвижения нефти и жидкости. Снижение подвижности воды, происходящее в результате повышения вязкости воды за счет содержащегося в ней полимера, вызывает выравнивание линии вытеснения в высокопроницаемых зонах ([Полищук и др., 2016; Бондаренко, 2017](#)).

Типовая технология полимерного заводнения содержит три этапа. Первый этап предусматривает приготовление рабочего полимерного раствора в следующей

последовательности: сначала приготавливают базовый концентрированный раствор полимера, который затем разбавляют до требуемой концентрации. Схема нефтепромыслового оборудования для приготовления и закачки полимерного раствора приведена на [Рисунке 3](#).

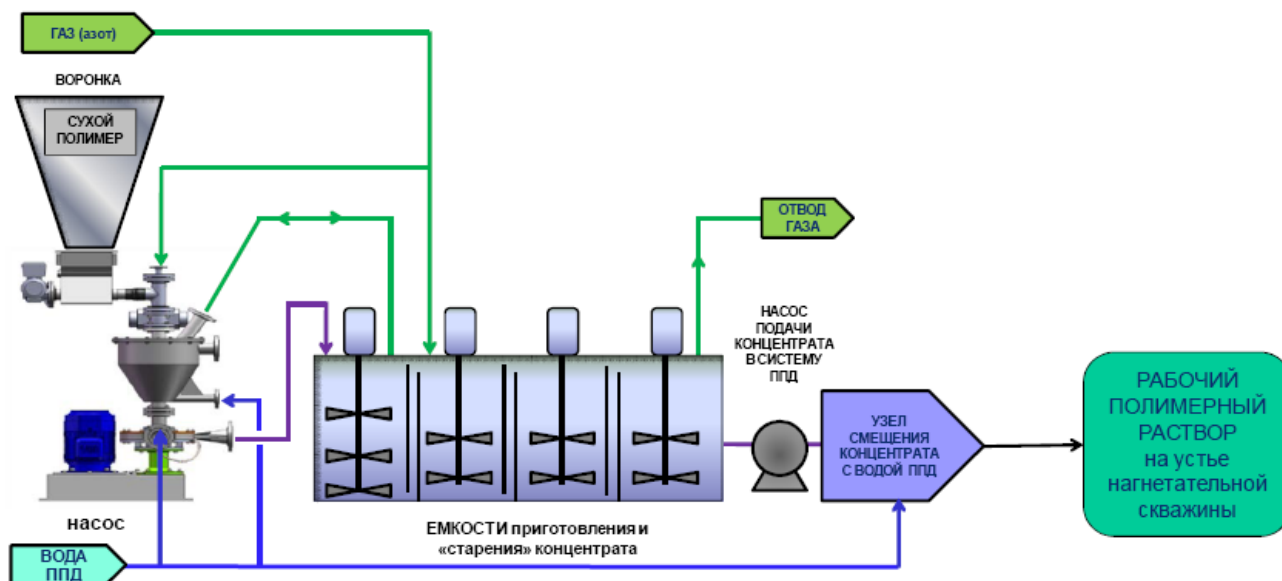


Рис. 3. Схема нефтепромыслового оборудования для приготовления и закачки полимерного агента ([Бондаренко, 2017](#))

На втором этапе осуществляется закачка полимерного раствора в скважину путем его дозированной подачи в систему трубопроводов ППД. Полимерный раствор должен быть дозирован в такой пропорции с водой, чтобы полученный полимерный агент соответствовал рабочей концентрации. Закачка полимерного агента производится через трубопровод (водовод), идущий к водораспределительному пункту (ВРП) нагнетательных скважин. Качественное перемешивание исходного концентрированного раствора полимера и воды производится в блоке смешения – при недостаточном перемешивании более концентрированный раствор будет двигаться вблизи стенок трубопровода высокого давления системы ПДД. Контроль качества смешивания полимерного агента осуществляется пробоотборником высокого давления в устье нагнетательной скважины. Скорость закачки полимерного агента должна быть максимально высокой и соразмерной со скоростью добычи нефтепродукта; в большинстве случаев приемистость принимается равной или выше приемистости при заводнении водой.

Третий этап технологии полимерного заводнения характеризуется движением полимерного агента в пласте. Полимерный агент даже с низкой концентрацией полимера способен существенно повысить вязкость воды, снизить ее подвижность и повысить охват пласта заводнением ([Бондаренко, 2017](#)).

Наиболее широкое применение из полимеров для технологии полимерного заводнения получил частично гидролизированный полиакриламид (ПАА), представляющий собой сополимер полиакриламида и полиакриловой кислоты ([Нажису, Ерофеев, 2018](#)). Однако этот полимер обладает рядом недостатков (рассмотрение которых выходит за рамки настоящей статьи), поэтому создание полимеров для заводнения остается в настоящее время актуальной задачей.

ПАА известен как флокулянт – водорастворимый полимер цепного строения с полярными концевыми функциональными группами, интенсифицирующий осаждение взвесей. Полиакриламиды химически неактивны к стали трубопроводов и не представляют опасности для обслуживающего персонала при закачке его в скважину.

Рассмотрим конкретный пример технологии полимерного заводнения, осуществляемой на нефтепромыслах ОАО «ТНК-Нижневартовск», ООО «НПО «Нефтегазтехнология» и ЗАО «Конкорд» в начале третьего года разработки нефтяного

месторождения при текущей обводненности извлекаемой нефти 0 %. В нагнетательную скважину закачивали полимерный агент на водной основе с концентрацией полимера 0,15 кг/м³. Поскольку вязкость полимерного раствора выше вязкости воды, то для его закачки необходимо высокое забойное давление (до 120 атмосфер). Закачка полимерного раствора велась непрерывно, без заканчивания оторочек воды.

Было установлено, что полимерное заводнение позволяет получить более высокую выработку высокопроницаемых слоев в области изолированных пропластков и улучшить выработку низкопроницаемых слоев; также повышается выработка запасов нефти в области слияния пропластков. Предполагается, что в конце расчетного периода (20 лет) запасы нефти окажутся сосредоточенными в низкопроницаемых слоях коллектора, весь объем высокопроницаемого коллектора будет выработан, а эффективность полимерного заводнения снизится в результате того, что в низкопроницаемый коллектор полимерный раствор будет поступать с низкой скоростью (Владимиров, Пичугин, 2013).

Указывается, что технология полимерного заводнения позволяет увеличить безводный этап разработки почти в 1,5 раза и обеспечивает существенно больший дебит нефти в водный период разработки скважины – в конце расчетного периода дебит нефти будет превышать дебит базового варианта более чем в 2 раза. В то же время применение технологии полимерного заводнения позволяет значительно снизить объем попутно добываемой воды и повысить коэффициент извлечения нефти.

Существует несколько иная технология полимерного заводнения с использованием трубопроводной системы ППД – технология BrightWater, разработанная компаниями BP, Chevron и Nalco в 2013 году. Особо отметим, что эта технология, как другие технологии полимерного заводнения, могут быть реализованы на стандартном нефтедобывающем оборудовании.

Начальная стадия полимерного заводнения в соответствии с технологией BrightWater состоит в закачке холодной воды в пласт для достижения и поддержания высокого пластового давления, после чего вода движется по пути наименьшего сопротивления до тех пор, пока она не начнет поступать в добывающую скважину; в этот момент в нее начинают добавлять полимер BrightWater, получая тем самым полимерный агент, который распределяется в пласте. Высокая температура пласта нагревает полимерный агент, активизируя его, в результате чего вода распределяется по вертикали и горизонтали в невыработанные зоны пласта. Эта технология повышает эффективность вытеснения нефти до 20 %.

Технология полимерного заводнения Bright Water является одной из наиболее перспективных технологий, позволяющих увеличить нефтеотдачу. Преимуществами этой технологии является ограничение потока воды в высокопроницаемые зоны поглощения, снижение объемов добычи попутной воды, повышение эффективности вытеснения и отсутствие рисков для окружающей среды и продуктивного пласта (Карпушова, Хаирмашев, 2020).

Схема технологии полимерного заводнения с использованием трубопроводной системы ППД, в подробностях поясняющая процесс заводнения, приведена на [Рисунке 4](#).

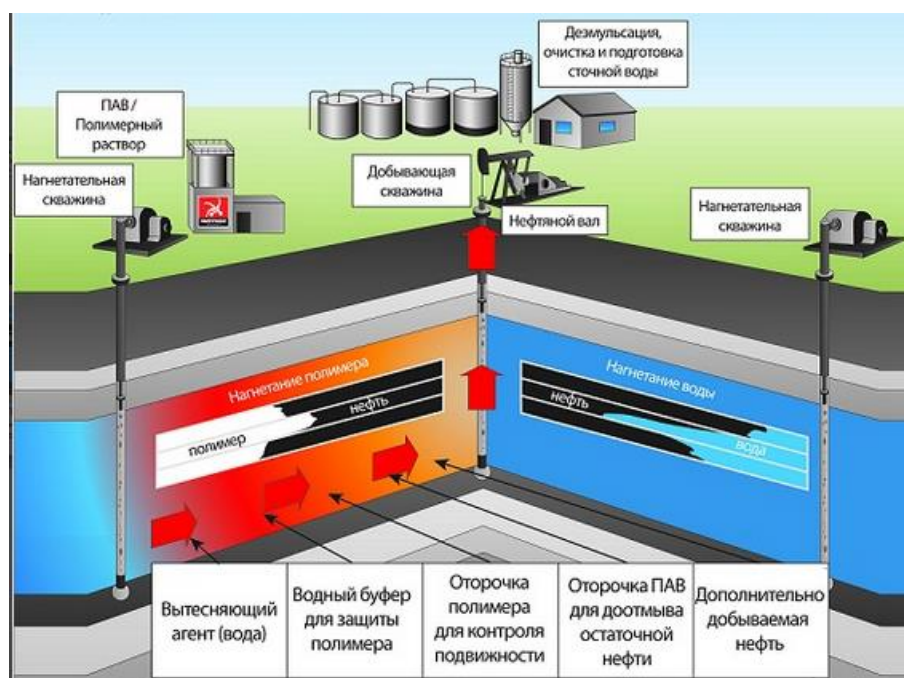


Рис. 4. Схема полимерного заводнения ([Технология полимерного заводнения](#))

Концентрация полимера в полимерном растворе составляет 0,05-0,3 %; размер закачиваемой оторочки – 10-40 % от порового объема нефтеносного пласта. Практическое применение этой схемы позволит получить до 300 т дополнительно добытой нефти на каждую тонну закачанного полимерного раствора ([Технология полимерного заводнения](#)).

Из этой схемы также видно, что реализация технологии полимерного заводнения не требует разработки нового оборудования, она может быть осуществлена с помощью стандартного оборудования и трубопроводов системы ППД при добавлении оборудования для приготовления полимерного агента.

Трубопроводная система ППД

Трубопроводы системы ППД относят к категории наземных, сварных промышленных трубопроводов, предназначенных для прокачки воды от водозабора до нагнетательных скважин с целью создания и поддержания пластового давления в нефтяном месторождении. По своему назначению трубопроводы системы ППД подразделяются на трубопроводы магистральные, служащие для подачи воды в районы распределения воды и к кустовым насосным станциям (КНС), подводящие водоводы от магистральных водоводов до КНС и разводящие водоводы от КНС до нагнетательных скважин.

Трубопроводы системы ППД монтируются из стальных сварных прямошовных и спиралешовных труб для магистральных нефтепроводов или электросварных спиралешовных труб диаметром от 300 до 1200 мм (нормирование труб осуществляется по наружному диаметру). В соответствии с ГОСТ 31447-2012 трубы для магистральных трубопроводов изготавливаются диаметрами от 114 до 1420 мм, диаметры труб стандартизированы. Заводы-изготовители производят трубы немерной длины от 10,5 до 12,0 м; марка стали устанавливается изготовителем труб по согласованию с потребителем.

В среднем на одну нагнетательную скважину приходится от 1 до 2 км разводящих водоводов, транспортирующих воду от КНС к нагнетательным скважинам; общая же протяженность водоводов системы ППД может достигать сотен километров. Разводящие водоводы изготавливают из стальных бесшовных горячекатаных и холоднотянутых труб, а также из стальных труб с защитными покрытиями внутренней поверхности ([Бочарников, 2015, 2015](#)).

Данные текущих гидродинамических характеристик эксплуатации системы ППД Ефремовского месторождения ([Добыча нефти и газа](#)) показывают, что в системе ППД этого

месторождения используются трубопроводы (водоводы) диаметром/толщиной стенок от 114x8 до 426x10 мм, в том числе в высоконапорных трубопроводах – 114x8 мм, 159x10 мм, 168x11 мм, 219x14мм и 219x16 мм; в низконапорных – 273x10 мм, 325x8 мм, 325x10 мм и 426x10 мм. При этом максимальная загруженность высоконапорных трубопроводов здесь на 46% выше, чем низконапорных. Общая протяженность высоконапорных трубопроводов месторождения составляет 34010 м, а низконапорных – 10760 м. Отмечается, что работа трубопроводов в незагруженном режиме приводит к разрушению труб по нижней образующей; отложения на внутренней поверхности трубопроводов песка, солей и продуктов коррозии вызывают снижение эффективного сечения трубопровода и увеличение потерь давления; при резком изменении приемистости нагнетательной скважины в течение короткого времени возникают циклические перегрузки металла трубопровода с угрозой усталостного его разрушения; смешение пресных и сточных вод ускоряет процессы коррозии внутренних стенок трубопроводов.

Рабочее давление в трубопроводах выкидных линий водозаборных скважин и водоводов низкого давления достигает 2 МПа; водоводов высокого давления и нагнетательных линий скважин – от 10 до 22 МПа; внутривысочных трубопроводов – в соответствии с регламентами центрального пункта подготовки нефти, БКНС, дожимной насосной станции (Дашевский и др., 2002).

В контексте анализа трубопроводной сети системы ППД считаем нужным остановиться на такой важной для нефтепромыслового оборудования проблеме, как коррозионная стойкость металла трубопроводов. В наше время для трубопроводов системы ППД используются различные типы труб: стальные, чугунные, трубы из цветных металлов, из пластмасс; при этом следует отметить растущую востребованность для этих целей стальных труб, плакированных пластмассами, в частности, полиэтиленом, который показывает высокую химическую стойкость к большинству агрессивных элементов и соединений, за исключением серы, аминов и некоторых окислителей, которые в транспортируемой воде трубопроводов системы ППД встречаются достаточно редко. Стальные футерованные полиэтиленом трубы уверенно становятся одним из самых простых в применении способов защиты поверхности трубопроводов от коррозии как с экономической, так и с практической точки зрения. Высокая коррозионная стойкость таких труб в значительной мере сокращает количество отказов, однако при этом следует учитывать, что плакированные полиэтиленом трубы, работающие в системе трубопроводов системы ППД, склонны к коррозионному разрушению металла трубы в зоне сварного шва при высоком содержании сероводорода в транспортируемой по трубопроводу воде. Главной причиной возникновения этого вида коррозионных процессов является совместное действие гальванических микропар «металл – продукт коррозии» и «металл – протектор».

Рабочее давление в трубах, плакированных полиэтиленом, воспринимается стальной трубой, а полиэтилен служит барьером, защищающим стальную трубу от агрессивной среды.

В работе А.П. Медведева и др. (Медведев, 2015) указывается, что на месторождениях Нижневартовского района коррозионные процессы на внутренних поверхностях трубопроводов системы ППД развиваются преимущественно в нижней части труб в виде свищей, однако наиболее часто причиной аварий является коррозия сварных швов и стенок (внутренних и наружных) трубопроводов вследствие дефектов сварных швов и электрохимической гетерогенности тела трубы и металла шва. В климатических условиях нижневартовского месторождения факторами агрессивности закачиваемых вод служат наличие механических примесей, углекислого газа, кислорода и сульфатовосстанавливающих бактерий. Местная коррозия трубопроводов может возникать в результате электрохимических процессов в концентрационных элементах, возникающих при неравномерном отложении солей на стенках трубопровода. Большие скорости потока, содержащего твердые частицы, вызывают эрозионную коррозию. Внутренняя поверхность трубопроводов системы ППД при низких скоростях потоков становится анодом по отношению к остальной поверхности трубопровода, поскольку к ней замедлена доставка деполяризаторов. В результате возникает разность потенциалов, разрушающая такие зоны поверхности трубы.

3. Заключение

Нами не обнаружены научные источники, указывающие на неудачу или недостаточную эффективность полимерного заводнения по причине использования применяемой в настоящее время трубопроводной системы ППД. Кроме того, анализ технологических схем приготовления и закачки полимерного агента показывает, что реализация технологии полимерного заводнения может быть осуществлена на типовом нефтедобывающем оборудовании при добавлении к нему оборудования для приготовления полимерного агента и при минимальной переделке действующей системы трубопроводов ПДД с целью привязки трубопроводов к блоку приготовления полимерного агента. При этом материалы, из которых изготовлены трубопроводы системы ППД, в изменении не нуждаются, поскольку ПАА, обычно применяемый для полимерного заводнения, не представляет никакой опасности для стальных трубопроводов системы ППД.

Литература

Бондаренко, 2017 – Бондаренко А.В. Обоснование технологии полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: дис. ... канд. техн. наук. М., 2017. 149 с.

Бочарников, 2015 – Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования: Учебно-практическое пособие. Том 1. М.: Изд-во «Инфра-Инженерия», 2015. 576 с.

Владимиров, Пичугин, 2013 – Владимиров И.В., Пичугин О.Н. Исследование выработки запасов высоковязкой нефти из послойно неоднородного по проницаемости коллектора с применением полимерного заводнения и теплового воздействия // *Нефтепромысловое дело*. 2013. № 11. С. 31-40.

Дашевский и др., 2002 – Дашевский А.В. и др. Справочник инженера по добыче нефти. М., 2002. 204 с.

Добыча нефти и газа – Добыча нефти и газа. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Требования и рекомендации к системе ППД. [Электронный ресурс]. URL: <http://oilloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/159-trebovaniya-i-rekomendatsii-k-sisteme-ppd>

Карпушова, Хаирмашев, 2020 – Карпушова Ю.Е., Хаирмашев Т.С. Технология полимерного заводнения Bright Water на поздней стадии разработки месторождений / *Современные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации: Сборник статей X Международной научно-практической конференции (Пенза, 23 января 2020 г.): в 2-х ч.* Пенза: Изд-во «Наука и просвещение», 2020. С. 83-85.

Квеско, 2016 – Методы и технологии поддержания пластового давления: учебное пособие / сост. Б. Б. Квеско, Н.Г. Квеско. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. 112 с.

Медведев, 2015 – Медведев А.П. и др. Обеспечение надежности промысловых трубопроводов на месторождениях Нижневартковского района / *Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: Материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Тюмень, 28 апреля 2015 г.)*. Тюмень: Изд-во Тюменского индустриального университета, 2015. С. 324-336.

Нажису, Ерофеев, 2018 – Нажису, Ерофеев В.И. Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // *Advances in current natural sciences*. 2018. № 11. С. 420-424.

Полищук и др., 2016 – Полищук С.Е., Дягилев В.Ф., Леонтьев С.А. Обоснование применения полимерного заводнения на Новомолодежном месторождении / *Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): Материалы X международной научно-технической конференции (Тюмень, 24 ноября 2016 г.)*. Тюмень: Изд-во Тюменского индустриального университета, 2016. С. 119-123.

Технология полимерного заводнения – Технология полимерного заводнения. [Электронный ресурс]. URL: <https://mirrico.ru/innovation/innovative-developments/oil-and-gas/construction-wells/directory-of-chemicals-for-drilling/the-polymer-flooding-technology/#description>

References

- Bocharnikov, 2015** – *Bocharnikov, V.F.* (2015). Spravochnik mastera po remontu neftegazovogo tekhnologicheskogo oborudovaniya: Uchebno-prakticheskoe posobie [Handbook of the master for the repair of oil and gas technological equipment: Training manual]. T. 1, Moscow, «Infra-Inzheneriya», 576 p. [in Russian]
- Bondarenko, 2017** – *Bondarenko, A.V.* (2017). Obosnovanie tekhnologii polimernogo zavodneniya dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov v usloviyakh vysokoi mineralizatsii plastovykh i zakachivaemykh vod [Substantiation of polymer flooding technology to enhance oil recovery in conditions of high salinity of formation and injected waters]: diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 149 p. [in Russian]
- Dashevskii i dr., 2002** – *Dashevskii, A.V. i dr.* (2002). Spravochnik inzhenera po dobyche nefti [Reference book of an engineer for oil production]. Moscow, 204 p. [in Russian]
- Dobycha nefti i gaza** – Dobycha nefti i gaza. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii. Trebovaniya i rekomendatsii k sisteme PPD [Oil and gas production. Development of oil and gas fields. Requirements and recommendations for the PPD system]. [Electronic resource]. URL: <http://oilloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/159-trebovaniya-i-rekomendatsii-k-sisteme-ppd> [in Russian]
- Karpushova, Khairmashev, 2020** – *Karpushova, Yu.E., Khairmashev, T.S.* (2020). Tekhnologiya polimernogo zavodneniya Bright Water na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdenii [Technology of polymer flooding Bright Water at the late stage of field development]. *Sovremennye nauchnye issledovaniya: aktual'nye voprosy, dostizheniya i innovatsii: Sbornik statei X Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Penza, 23 yanvarya 2020 g.): v 2-kh ch.* Penza: Izd-vo «Nauka i prosveshchenie». Pp. 83-85. [in Russian]
- Kvesko, 2016** – *Metody i tekhnologii podderzhaniya plastovogo davleniya: uchebnoe posobie* (2016). [Methods and technologies for maintaining reservoir pressure: textbook]. Sost. B.B. Kvesko, N.G. Kvesko. Krasnoyarsk, 112 p. [in Russian]
- Medvedev i dr., 2015** – *Medvedev, A.P. i dr.* (2015). Obespechenie nadezhnosti promyslovykh truboprovodov na mestorozhdeniyakh Nizhnevartovskogo raiona [Ensuring the reliability of field pipelines in the fields of the Nizhnevartovsk region]. *Opyt, aktual'nye problemy i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa: Materialy V regional'noi nauchno-prakticheskoi konferentsii obuchayushchikhsya, aspirantov i uchenykh (Tyumen', 28 aprelya 2015 g.)*. Tyumen': Izd-vo Tyumenskogo industrial'nogo universiteta. Pp. 324-336. [in Russian]
- Nazhisu, Erofeev, 2018** – *Nazhisu, Erofeev V.I.* (2018). Issledovanie i primenenie tekhnologii polimernogo zavodneniya dlya povysheniya nefteotdachi plastov [Research and application of polymer flooding technology for enhanced oil recovery]. *Advances in current natural sciences*. 11: 420-424. [in Russian]
- Polishchuk i dr., 2016** – *Polishchuk, S.E., Dyagilev, V.F., Leont'ev, S.A.* (2016). Obosnovanie primeneniya polimernogo zavodneniya na Novomolodezhnom mestorozhdenii [Rationale for the use of polymer flooding at the Novomolodezhnoye field]. *Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseina (opyt, innovatsii): Materialy X mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii (Tyumen', 24 noyabrya 2016 g.)*. Tyumen': Izd-vo Tyumenskogo industrial'nogo universiteta. Pp. 119-123. [in Russian]
- Tekhnologiya polimernogo zavodneniya** – Tekhnologiya polimernogo zavodneniya [Polymer flooding technology]. URL: <https://mirrico.ru/innovation/innovative-developments/oil-and-gas/construction-wells/directory-of-chemicals-for-drilling/the-polymer-flooding-technology/#description> [in Russian]
- Vladimirov, Pichugin, 2013** – *Vladimirov, I.V., Pichugin, O.N.* (2013). Issledovanie vyrabotki zapasov vysokovyazkoi nefti iz posloino neodnorodnogo po pronitsaemosti kollektora s primeneniem polimernogo zavodneniya i teplovogo vozdeistviya [Investigation of the development of high-viscosity oil reserves from a layer-by-layer reservoir with heterogeneous permeability using polymer flooding and thermal impact]. *Neftepromyslovoe delo*. 11: 31-40. [in Russian]

Анализ трубопроводной системы ППД с использованием полимерного заводнения

Ильдар Ильясович Калимуллин ^{a, *}, Сергей Сергеевич Макаров ^{a, b}

^a Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова, Ижевск, Российская Федерация

^b Удмуртский Федеральный исследовательский центр УрО РАН, Ижевск, Российская Федерация

Аннотация. Целью настоящей статьи является анализ трубопроводной системы поддержания пластового давления (ППД) при осуществлении технологии полимерного заводнения. Успешное применение полимерного заводнения является проблемой современной промышленной нефтедобычи и от правильности ее решения зависит эффективность нефтепромысла в целом.

В ходе написания статьи было выполнено краткое исследование системы ППД и некоторых технологий полимерного заводнения, а также анализ трубопроводной системы ППД. Указана значимость системы заводнения как метода повышения нефтеотдачи пласта; определена технологическая сущность полимерного заводнения; приведены практически применяемые схемы полимерного заводнения; дано краткое описание следующих технологий: типовой технологии полимерного заводнения; технологии полимерного заводнения, осуществляемой на нефтепромыслах ОАО «ТНК-Нижневартовск», ООО «НПО «Нефтегазтехнология» и ЗАО «Конкорд»; технологии полимерного заводнения Bright Water. Выполненный в статье анализ трубопроводной системы ППД проиллюстрирован практическими примерами.

Ключевые слова: поддержание пластового давления (ППД), трубопровод, заводнение, полимерное заводнение, технология полимерного заводнения, полимерный агент, полимерный раствор, оторочка, низкопроницаемый слой, высокопроницаемый слой, коллектор, технология BrightWater, водовод, коррозия трубопровода.

* Корреспондирующий автор

Адреса электронной почты: ilda_87@mail.ru (И.И. Калимуллин), makarovss@udman.ru (С.С. Макаров)