ЧАСТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНСТИТУТ
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Всероссийская научно-практическая конференция

Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

26 - 27 августа 2020 САМАРА

Частное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНСТИТУТ ПРОФЕСИИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
(ЧОУ ДПО МИПО)

«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли».

Сборник трудов
всероссийской научно-практической конференции

Самара

2020

УДК 553:622.276

ББК 65.291.551-21я43
А43

А43 **АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ [ЭЛЕКТРОННЫЙ РЕСУРС]: СБ. ТРУДОВ ВСЕР. НАУЧ.-ПРАКТ. КОНФЕРЕНЦИИ / ОТВ. РЕДАКТОР *С.В. ВОРОБЬЕВ*. – САМАРА: МЕЖДУНАР. ИНСТ-Т. ПРОФЕС. ОБРАЗ., 2020.** – Москва: Издательство «Перо», 2020 – 1 электрон. опт. диск. Минимальные системные требования: Windows XP, MS Office, Adobe Acrobat Reader

ISBN 978-5-00171-406-4

Представлены труды всероссийской научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников вузов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, производственников.

УДК 553:622.276
ББК 65.291.551-21я43

ISBN 978-5-00171-406-4

© Авторы, 2020

СЕКЦИЯ: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОЕ ЛИТО-ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРОГНОЗНЫХ РЕШЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ ЗАРУБЕЖНЫХ АКТИВОВ РОСНЕФТИ

Носкова Е.Г. *NoskovaEG@samnipi.rosneft.ru*
Романюк А.Н., Сосновская Е.Б.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В данной работе рассмотрена Восточная часть Венесуэлы, проведен седиментологический анализ, создана адекватная геологическая модель, оценены перспективы продуктивных пластов, получена прогнозная карта для дальнейшего бурения скважин.
Ключевые слова: седиментологический анализ, комплексный параметр, карта рисков.
Abstract
In this paper the Eastern part of Venezuela is considered, sedimentological analysis is carried out, an adequate geological model is created, the prospects of productive formations are estimated, and a forecast map is obtained for further drilling of wells.
Keywords: sedimentological analysis, complex parameter, risk map for future drilling.
В данной работе рассмотрена восточная часть Венесуэлы, район Карабобо, который в свою очередь подразделяется на несколько блоков. Детально были изучены Блок 1 и Блок 2.
Целью работы является поиск оптимальных решений разработки Блока 2
Проблема разработки Блока 2 заключается в том, что Блок 2 относится к категории «greenfield», являющемся недостаточно изученным как данными бурения, так и сейсморазведкой, соответственно, план размещения проектных скважин без привлечения дополнительной информации по соседним, более изученным территориям, приведет к рискам прогнозных решений. Блок охвачен редкой сетью профилей 2д сейсмики, плотность скважин неравномерная, всего пробурена 71 скважина, и из них с отбором керна всего две.
Как решение проблемы было предложено привлечь дополнительную информацию с соседнего блока Блок 1. Блок 1 относится к категории «brownfield». В пределах блока проведена 3д сейсмика, площадь разбурена равномерной сеткой скважин, всего 854 скважины и 7 из них с отбором керна.

На основании скважинных данных была построена седиментологическая модель. Методика состояла в анализе типа фаций, биостратиграфического анализа по керновым данным, а также анализа седиментологических колонок и каротажей.

Для уточнения седиментологической модели была разработана методика фациального расчленения разреза. По данным ГИС был рассчитан комплексный параметр, показывающий выдержанность и качество песчаного тела по разрезу в скважине. На основании полученного комплексного параметра пропластки были разделены на 4 группы, так к 1- группе относятся супер-коллектора, а к 4- самые плохие (рис.1). Полученный комплексный параметр подтверждается результатами керна, а также седиментологическими картами.

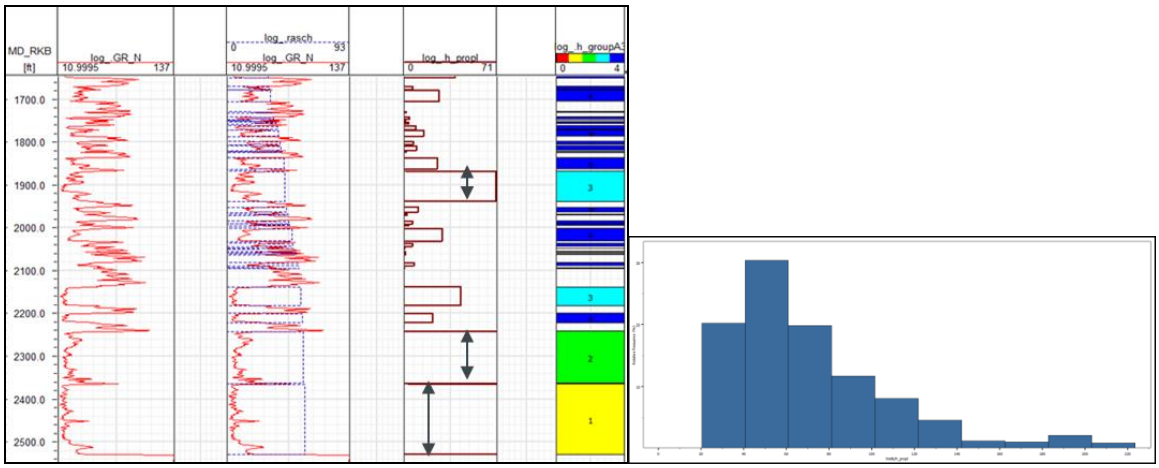
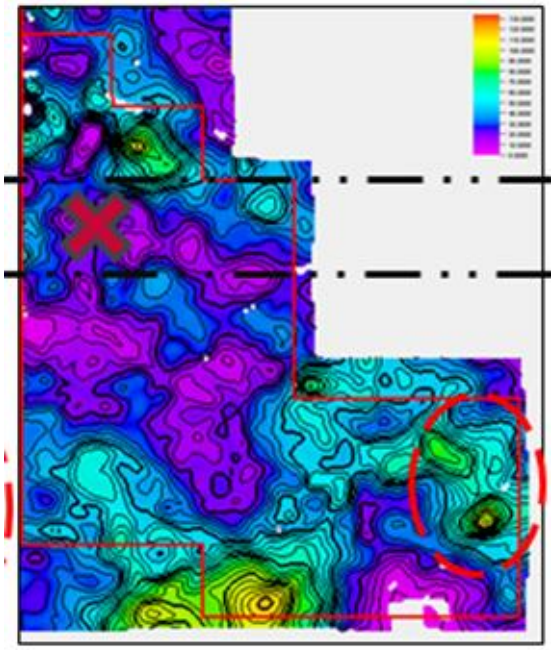


Рис.1. – Комплексный параметр:
1 группа – от 150, 2 группа – от 80 до 150, 3 группа – от 40 до 80, 4 группа – до 40.

Данный параметр был интерполирован с учетом фациальных карт по площади. В результате была построена интегрированная и непротиворечивая модель по Блокам 1 и 2, на основании которой были уточнены геологические запасы Блока 2, которые увеличились на 22%.

Так как на изучаемой территории планируется бурение, была составлена карта рисков с использованием карт нефтенасыщенных толщин по продуктивным пластам. Были выделены благоприятные и неблагоприятные зоны для дальнейшего бурения (рис.2).

В ходе анализа было выявлено, что один из проектных кустов находится в неблагоприятной зоне. Подтверждением этого являются пониженные нефтенасыщенные толщины. Также по комплексному параметру указанный куст попадает в зону плохих коллекторов. Помимо этого на Блоке 2 была выделена зона с повышенными нефтенасыщенными толщинами, которая по комплексному параметру относится к зоне супер-коллекторов. Таким образом, было предложено перенести куст из неблагоприятной зоны в более благоприятную.



Условные обозначения:

- неблагоприятная зона

- благоприятная зона

Рис.2. – Карта рисков

В результате была скорректирована программа бурения с учетом геологических рисков, что позволит сократить затраты до 404 млн рублей.

НИЗКООМНЫЕ КОЛЛЕКТОРА ТУРНЕЙСКОГО ВОЗРАСТА И ПРОБЛЕМЫ ИХ ИДЕНТИФИКАЦИИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Олесов А.В. *OlesovAV@samnipi.rosneft.ru*
Зуев А.А. *ZuevAA@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В данной работе рассмотрены проблеммы идентификации низкоомных коллекторов, проведен анализ турнейского яруса как перспективного объекта, найденная зависимость характеризуется граничными линиями нефть-вода, вода-низкоомный коллектор.
Ключевые слова: карбонатные коллектора, геофизические исследования скважин, идентификация нефтяного коллектора.
Abstract

In this paper, the problems of identifying low-resistance reservoirs are considered, the Tournaisian stage is analyzed as a promising object, the dependence found is characterized by the boundary lines oil-water, water-low-resistance reservoir.
Keywords: carbonate reservoirs, well logging, oil reservoir identification.

Введение

В настоящее время практическую значимость приобретает направление исследования на нефтенасыщенность карбонатных сложнопостроенных пластов. Для Волго-Уральского региона такими перспективными объектами являются залежи турнейского яруса, занимающие значимое место по запасам нефти и среди возвратных объектов разработки.

Однако, залежи турнейских отложений зачастую не рассматривают как перспективные. Причиной этого является низкое сопротивление, фиксируемое по данным ГИС, которое позволяет интерпретировать коллектор пласта как водонасыщенный. Однако, несмотря на заниженное сопротивление пласта, в ряде случаев при опробовании получают безводные притоки нефти.

Для выполнения этой работы были поставлены следующие задачи:

- Найти и обосновать поисковый признак низкоомных турнейских коллекторов с помощью методик ГИС. Под понятием «поисковый признак» понимается признак, который по данным ГИС позволит нам классифицировать интервалы коллектора в группы нефтенасыщенных, однозначно водонасыщенных и перспективных нефтенасыщенных интервалов, но с заниженным сопротивлением (низкоомных);
- выявить перспективные интервалы в объеме низкоомных пород пласта Т3 турнейского яруса;

Основная часть

В нашей работе рассматриваются низкоомные коллектора турнейского возраста (а именно, пласт Т3), представленный карбонатным коллектором.

Причиной низкоомности таких отложений будет являться трещиноватость на микро и макро уровне. Возможная причина заключается в том, что в низкоомных коллекторах водная фаза в основном распределена в матрице, а нефть в трещинах, поэтому геофизические приборы фиксируют низкое сопротивление в матрице и пласте. На базе этих измерений коллектор низкоомного пласта интерпретируется как водонасыщенный, поэтому данный факт требует глубокого изучения и обоснования.

За основу для изучения низкоомных коллекторов выбрано месторождение, где пласт Т3 открыт в 2016 году. При первичной оценке запасов ВНК был принят на отметке -2369,3м. Однако, впоследствии при опробовании интервалов, находящихся ниже принятого флюидораздела был получен приток безводной нефти. В результате граница ВНК опустилась на 4 м (рис.1). Прирост геологических запасов нефти составил около 150 тыс.т нефти.

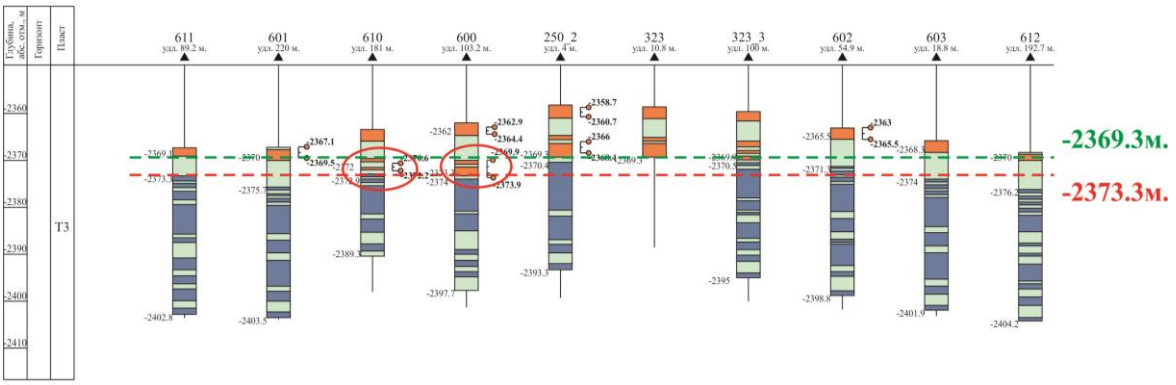


Рис.1. Обоснование ВНК эталонного месторождения пласт Т3

Вновь опробованные интервалы характеризуются заниженным сопротивлением (8-19 Омм), которое позволяет оценить данный коллектор как водонасыщенный при первичной оценке по данным ГИС.

На данном этапе был выполнен анализ характеристик различных методов ГИС эталонного месторождения для поиска зависимости, которая позволяла бы нам увидеть различия между низкоомными и остальными интервалами коллектора. Зависимость была получена по данным кроссплотов акустический каротаж – нейтронный каротаж (Рис.2) и акустический каротаж – водородосодержание (Рис.3).

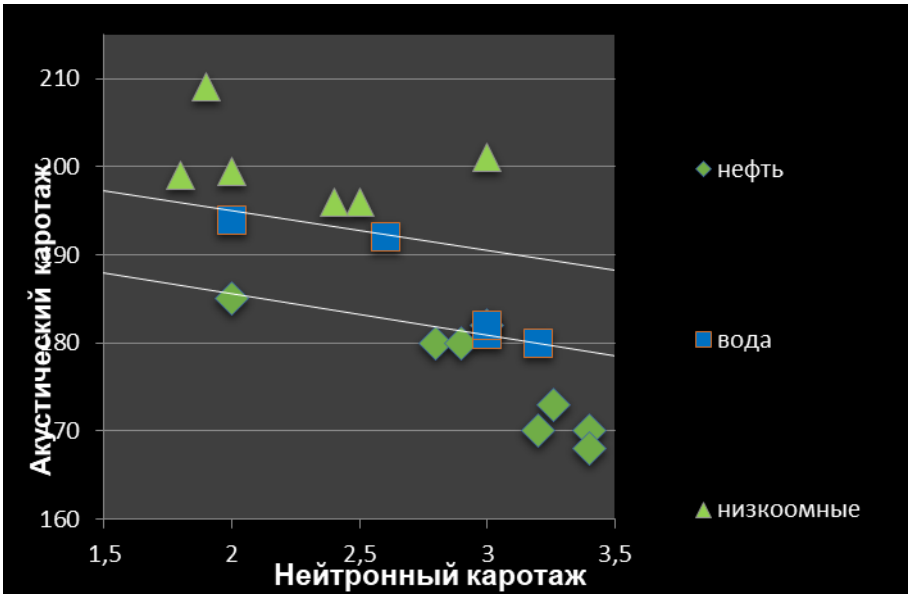


Рис.2. Зависимость акустический каротаж vs нейтронный каротаж

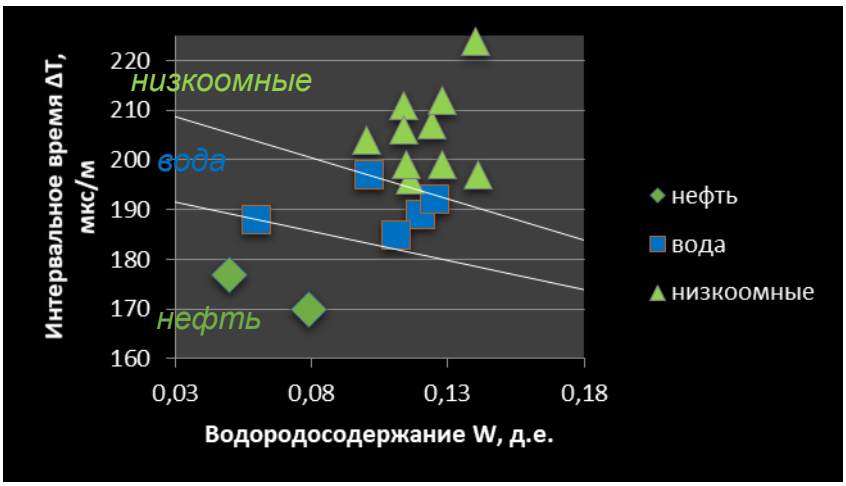


Рис.3. Зависимость акустический каротаж vs водородосодержание

Найденная зависимость характеризуется граничными линиями нефть-вода, вода-низкоомный коллектор, которые описываются уравнениями:

нефть-вода

$$АК = -117{,}65W + 195{,}06$$

вода-низкоомный коллектор

$$АК = -166{,}67W + 213{,}83$$

По найденному признаку было решено классифицировать интервалы в тех скважинах, где еще не было испытаний пласта Т3.

Так, на трёх выбранных месторождениях УЭС в пласте колеблется в интервалах 3-27 Омм. Ввиду того, что пропластков с низким сопротивлением больше, пласт в целом характеризуется как водонасыщенный.

С помощью аналогичного кросс-плота были проанализированы интервалы коллекторов трех выбранных месторождений (Рис.4-6) месторождений в комплексе с эталонным месторождением.

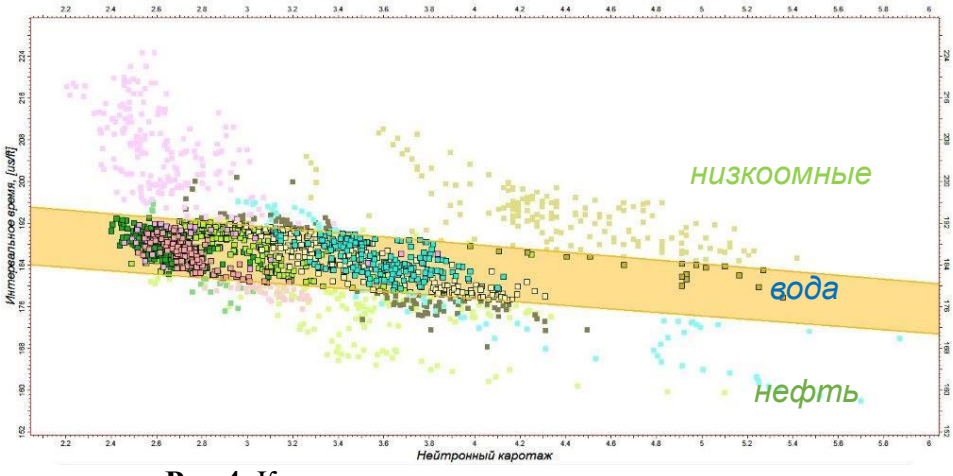


Рис.4. Кросс-плот для первого месторождения

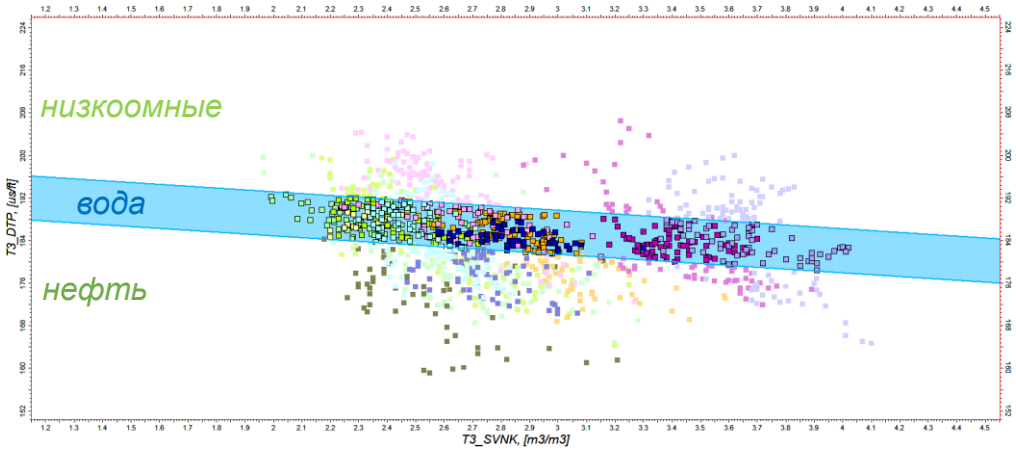


Рис.5. Кросс-плот для второго месторождения

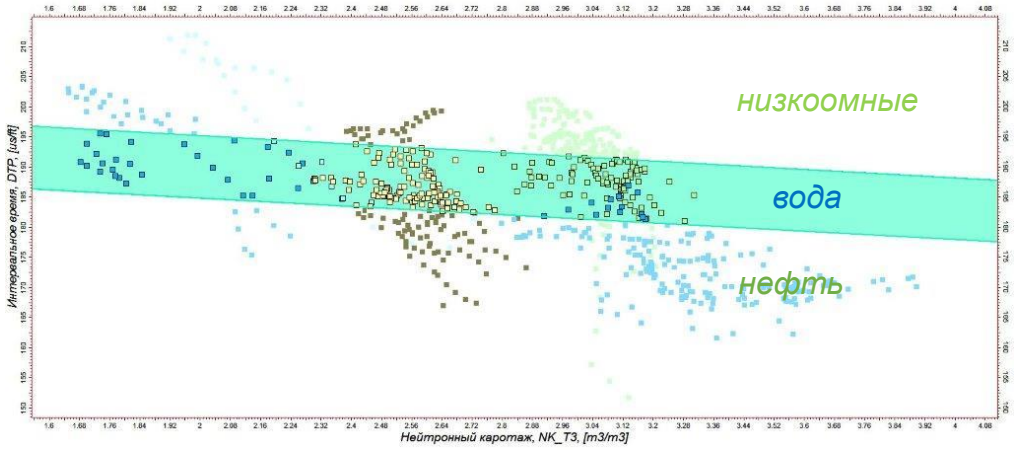


Рис.6. Кросс-плот для третьего месторождения

Согласно обновленной интерпретации были оконтурены залежи тремя границами по выбранным месторождениям, которые были выделены для расчета запасов P10, P50 и P90.

Для всех вновь выявленных перспективных объектов произведена оценка запасов с учетом рисков. Суммарное для трех месторождений значение запасов нефти составило около 2,5 млн.т. геологических и около 1 млн.т. извлекаемых.

Основным плюсом работы с экономической точки зрения является экономия пользователя недр на капитальных затратах, в частности отсутствие затрат на бурение новых скважин и нефтепромысловое обустройство. Суммарный экономический эффект в виде чистого дохода пользователя недр составил 1,997 миллиардов рублей.

Список используемых источников информации:

1. Бурханова И.О., Коробов И.Ю. Выделение коллекторов с разной структурой емкостного пространства в карбонатных аллохтонных отложениях Вуктыльского гкм по данным ограниченного комплекса ГИС: Учебное пособие – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 11 с.
2. Егоров А.Ф. Интенсификация выработки запасов нефти из низкоомных карбонатных коллекторов: Автореферат – Уфа.: ГУП «ИПТЭР», 2012. – 24 с.

3. Комова А.Д. Эмпирические исследования снижения удельного электрического сопротивления верхнеюрских низкоомных нефтенасыщенных коллекторов Ватьеганского и Грибного месторождений: Диссертация – М.: ФГБОУ ВО «МГРИ-РГГРУ», 2018 – 79 с.
4. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Петрофизическая неоднородность нефтеносных коллекторов Игольско-Талового месторождения (Томская область): Учебное пособие – Томск.: ИПР ТПУ, 2014 – 16 с.
5. Мельников И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: Автореферат – Томск.: ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2014. – 33 с.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ПЕТРОМАГНИТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН

Морова А.А. *andaluzit@mail.ru*
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара,
ООО «НПФ СТЕРХ», г. Самара

Аннотация
В статье проанализирован материал литолого-фациальных и петромагнитных исследований каменного материала – керна и шлама при бурении скважин с горизонтальным окончанием. Показано, что степень анизотропии обвальной фракции шлама служит критерием стабильности стенки скважины. Опытным путем доказано, что по соотношению техногенной, обвальной и рабочей фракциям шлама с одновременным анализом временных данных ГТИ можно уверенно определять увеличение износа бурового инструмента, в том числе и отдельно долота.
Ключевые слова: *петромагнетизм, шлам, горизонтальные скважины, геолого-технологические исследования.*
Abstract
The article analyzes the material of lithologic facies and petromagnetic studies of stone material represented by core and cuttings when drilling wells with horizontal completion. It is shown that the degree of anisotropy of the crumbling fraction of the cuttings serves as a criterion for the stability of the well wall. It has been experimentally proven that by the ratio of the technogenic, crumbling and working fractions of the cuttings with the simultaneous analysis of the GTR time data, it is possible to confidently determine the increase in wear of the drilling tools, including a bit separately..
Keywords: *petromagnetizm, cuttings, horizontal directional drilling, geologic tecnological researches.*

Литолого-фациальные и петромагнитные исследования каменного материала – керна и шлама служат хорошим подспорьем для контрольно-интерпретационной службы при решении узкоспециализированных и обзорных работ [2]. При составлении схемы корреляции в том случае, если геофизические репера отбиваются неоднозначно на кривых разного типа каротажей, они незаменимы.

Выделение древнего и современного водо-нефтяного контакта, оценка качества покрышки, определение перерывов в осадконакоплении, выявление зон технологических осложнений – это далеко не основные задачи, решаемые при сопоставлении данных литолого-фациальных и петромагнитных методов. Главная задача – уточнение геологического строения и построение схемы корреляции решается после полной расшифровки результатов и сведения воедино результатов работы основных служб (геолого-технологической, геофизической), и лабораторий (литолого-фациальной и петромагнитной) [1,2]. Несколько лет при работе с керном и шламом месторождений Самарской области [2] сопоставление данных литолого-фациального и петромагнитного методов давало отличные результаты. Фациальная природа выделенной петромагнитными данными седиментационной ритмичности уточнялась и определялась после детального литолого-петрографического исследования каменного материала – керна и шлама. Однако первые же попытки работы со шламом горизонтальных скважин показали полную несостоятельность разработанной и опробованной более чем на одиннадцати месторождениях Самарской области сложной методики. Главная причина фиаско выглядела, на первый взгляд, логично и убедительно: рабочая фракция шлама, ранее поставлявшегося с буровой нам на исследования, имела размер 3-7 мм. При этом более крупная фракция, в основном обвальная, но дополнительно содержащая крупные обломки разбуриваемой породы из предыдущего интервала, также описывалась и анализировалась. Более мелкая, как правило, оставалась без внимания. Такой материал, пусть и с задержкой в одну-две пробы (4 м в среднем) помогал увидеть и описать литолого-петрографические, структурно-текстурные, а также физико-механические особенности породы, служащие основой для дешифрирования обстановок прошлого при проведении литолого-фациального анализа. Шлам же из-под долот истирающего типа имеет размер менее 1 мм и более похож на грубую муку или мел, чем на привычный каменный материал, применяемый при предыдущих работах.

Вторая причина – прибор, которым проводились петромагнитные измерения. В нашем случае использовался портативный измеритель магнитной восприимчивости SatisGeo KM-7. Главными достоинствами измерителя, выбранного нами, являются прежде всего его экспрессность и простота измерений – он без труда может быть использован в режиме онлайн на буровой. Основной недостаток состоит в том, что малогабаритный каппаметр – прибор, показания которого, по указанию самих разработчиков, нужно дублировать и уточнять в лаборатории, его показания напрямую зависят как от петромагнитных свойств самих пород, так и от используемой методики

измерений, которая оказалась еще не до конца разработаной для шлама. Первые эксперименты показали резкую анизотропию замеров петромагнитных характеристик (показания прибора резко различны в пределах одной и той же пробы). Можно было решить, что причина сильных колебаний результатов отдельных замеров кроется именно в приборе, но доводом против такого предположения служили примеры многочисленных опробований с положительным результатом при проведении замеров рабочей фракции шлама 3-7мм. Нами было принято решение о доработке методики работы с тонкоперетертым шламом и выявлении причин анизотропии результатов замеров петромагнитных характеристик.

Объектом исследования, выбранным нами для отработки методики проведения петромагнитных замеров, послужил шлам, взятый из горизонтальных стволов нескольких скважин выдержанного по простиранию и по мощности терригенного пласта ЮС-1 Киняминского месторождения, в котором петромагнитные свойства не должны резко изменяться. Петрографически шлам представлен тонкоперетертыми зернами кварца, реже полевого шпата алевритовой и песчаной размерности с незначительной примесью хлорит-гидрослюдо-каолинитовых глин и карбонатного материала.

Доказано, что для выделения седиментационной ритмичности, а также для оценки качества шлама из всех возможных петромагнитных параметров достаточно использовать два основных: магнитную восприимчивость (каппу) и прирост магнитной восприимчивости (термокаппу) [3]. Эти два параметра измерялись и нами. Шлам, согласно методике, перед проведением замеров должен очищаться от магнитной техногенной примеси и взвешиваться.

Размагничивание проб является стандартной процедурой, проводимой перед началом проведения петромагнитных исследований шлама [1,2,4]. Но при работе с тонкоперетертым шламом неожиданно возникли сложности, связанные с невозможностью полного отделения техногенной примеси (окалина, стружка, попадающая в шлам в результате износа рабочего инструмента) от рабочей фракции. Очевидно, плохая очистка шлама от магнитной фракции послужила одной из причин анизотропии замеров петромагнитных параметров. Кроме того, в тонкоперетертом материале, размер частиц которого менее 1 мм, в сильномагнитную фракцию попадает часть рабочей фракции, содержащей ферромагнитные минералы, удаление которых отрицательно сказывается на петромагнитных замерах. Техником, готовившим пробы к анализам, опытным путем был выбран оптимальный сценарий работ при размагничивании шлама [3]. Эксперимент проводился в двух вариантах: первом – стандартном, при котором полностью размагниченный образец делился на две части, и втором, более оптимальном, при котором образец сепарировался на сильно-, средне- и немагнитную фракции. Сильномагнитная фракция в дальнейшем не учитывалась. Среднемагнитная (обломки пород, содержащих магнитные минералы, а также отдельные кристаллы магнетита) добавлялась к препарату, и он разделялся, как и в первом случае, на контрольную и экспериментальную (прокаливаемую) части. Первоначальное

полное размагничивание образца необходимо в целях минимизации возможного искажения данных вследствие неполного разделения магнитной фракции на техногенную и минеральную. Практика показывает, что вместе с техногенным материалом на сепаратор попадает некоторое количество немагнитных обломочных частиц. Полностью устранить такой захват невозможно, можно лишь свести его к минимуму путем многоступенчатого сепарирования пробы. Облегчить процесс можно, встряхивая севший на сепаратор материал. Как правило, стальные частицы не стряхиваются. После каждого повтора полученная фракция просматривается под бинокуляром. Если, кроме стружки, она продолжает содержать значительное количество нетехногенного материала, операция повторяется. Затем минеральная часть магнитной фракции взвешивается и добавляется к размагниченному препарату. Техногенная же взвешивается и удаляется из образца. [4].

Сравнение результатов показало, что многоступенчатая очистка шлама от техногенной магнитной примеси оказалась эффективной и простой: при этом шлам равномерно распределяется по поверхности и через немагнитный тонкий материал (лист бумаги, ткань), приложенный к одной стороне магнита, несколько раз сепарируется, из него удаляется техногенная сильномагнитная фракция.

После того, как путем многоступенчатой очистки шлама от техногенной магнитной примеси удалось свести к минимуму ее влияние на результаты измерений, требовалось провести точную привязку аномально тяжелых и наиболее анизотропных проб к разрезу и выяснить, связана ли анизотропия замеров с литологией вскрываемых отложений или она является следствием технологических операций, проводимых во время бурения. Пробы были разделены на две фракции: размером менее 1 мм и 1.0-3,0 мм. Анизотропной оказалась более крупная фракция, фракция менее 1,0 мм стабильна в значениях. Кроме того, замечено, что чем больший вес имеют пробы шлама, тем большая степень анизотропии им свойственна.

Анализ результатов данных весового соотношения общих проб и магнитной фракции шлама в каждой пробе с данными ГТИ показал, что, как правило, большой объем выбуренной породы выходит на поверхность после интервалов изменения режима бурения для корректировки зенитного и азимутального углов – «слайдирования», интенсивной промывки перед началом бурения свечки (трубки), в случае технологических осложнений или перед проведением замеров инклинометрии (все технологические операции зафиксированы в журналах, сводках и на временных данных службы ГТИ). Величина веса пробы находится в прямой зависимости от качества шлама, что необходимо учитывать при его привязке к глубине. Об этом же говорит и поведение замеров петромагнитных параметров: – в «тяжелых» пробах отмечается анизотропность замеров, связанная с тем, что в шламе присутствуют породы с разных интервалов. В лабораторных условиях при проведении замеров петромагнитных параметров можно свести ошибку к минимуму, используя статистическую обработку данных из большого количества замеров в разных

вариациях. В таких «сборных» интервалах отделить шлам с разных глубин для проведения литолого-фациальных исследований в случае его литологической однородности невозможно. После проведения очередного этапа исследований стало понятно, что для уточнения литологии вскрываемых пород целесообразно, наряду со стандартными исследованиями рабочей фракции шлама, выделение, взвешивание и описание обвальной, как правило, более крупной, фракции, сравнение ее веса с магнитной техногенной примесью, попадающей в шлам вследствие износа бурового инструмента, и проведение замеров петромагнитных параметров отдельно в обеих фракциях – обвальной и основной (рабочей). Все необходимые операции (размагничивание проб шлама, разделение шлама по фракциям, взвешивание отдельно каждой фракции, проведение петромагнитных замеров) целесообразно и действенно проводить на буровой.

Результаты исследований показали, что степень анизотропии обвальной фракции шлама служит некоторым критерием стабильности стенки скважины – чем более анизотропна проба, тем с большего интервала шлам попадает в места скопления, а значит, меньше вероятность возникновения технологических осложнений. Опыт работ показал, что по соотношению техногенной, обвальной и рабочей фракциям шлама с одновременным анализом временных данных ГТИ можно уверенно определять увеличение износа бурового инструмента, в том числе и отдельно долота, диагностировать причины увеличения веса проб шлама.

Список используемых источников информации:

1. Гужиков А.Ю. Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин // Приборы и системы разведочной геофизики 4(46)/2013. С. 51-61.
2. Гужиков А.Ю., Маникин А.Г., Коновалов А.Н., Коновалова А.А.. Опыт использования петромагнитных характеристик при литологических исследованиях шлама верейского горизонта Ново-Киевского месторождения (Самарская область) // Каротажник. – Тверь, 2015. – № 6 (252). – С. 24-37.
3. Морова А.А., Васильев А.Б. К вопросу о разработке методики лабораторного изучения шлама нефтегазовых месторождений петромагнитными методами/ Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации тезисы III науч-но-практической конференции с международным участием/ Отв. редактор В.К. Тян. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018. – 211 с.: ил. – С 26.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИЛЕГАЮЩИХ К ВЫСТУПАМ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА

Федорова М. Ю.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В данной работе рассмотрены проблеммы поиск ловушек неантиклинального типа, прилегающих к выступам кристаллического фундамента.
Ключевые слова: поиск запасов углеводородного сырья, ловушки, залежей прислоненного типа.
Abstract
In this work, the problems of finding non-anticlinal traps adjacent to the protrusions of the crystalline basement are considered
Keywords: search for hydrocarbon reserves, traps, leaning type deposits.

Территория Самарской области, как и всей Волго-Уральской нефтегазовой провинции, относится к старым нефтедобывающим районам с высокой разведанностью недр.

В связи с достаточно высокой степенью изученностью Самарского региона в последнее время не раз поднимался вопрос о восполнении ресурсного УВ потенциала недр. Возможный источник восполнения ресурсной базы - поиск ловушек неантиклинального типа, прилегающих к выступам кристаллического фундамента.

Для ближайшего будущего приоритетным нужно признать изучение строения кристаллического фундамента, где наблюдается региональное выклинивание песчаных пластов.

К сожалению, поиск УВС на территории Самарской области в кристаллическом фундаменте и в рифей-вендском комплексе осадочных пород пока положительных результатов не дал.

К объектам кристаллического фундамента, контролирующим залежи углеводородов в осадочном чехле, могут быть отнесены: тектонические разломы; положительные морфоэлементы (эрозионные выступы, тектонические горсты). [1]

Перспективы поисков залежей неантиклинального типа связаны с выклиниванием песчаных пластов на крыльях палеоподнятий.

Кристаллический фундамент на территории Самарской области имеет блоковое строение. По соотношениям петрографического состава пород выделяются разновозрастные блоки различного размера, ограниченные архейско-протерозойскими разломами разных направлений и типов (взбросы, сбросы, сдвиги), неоднократно активизировавшимися в позднейшее время. [2]

Движение блоков кристаллического фундамента по разломам повлияло на образование практически всех структур осадочного чехла. Терригенный комплекс девона содержит большое число залежей нефти на территории Самарской области. Региональной покрышкой для всего комплекса является кыновско-саргаевская глинистая толща.

На территории Самарской области не велось целенаправленного бурения на поиск ловушек прислоненного типа в крыло поднятий с проходкой до архея, однако данные залежи были выявлены случайным образом, например, залежь пласта Д-I Гайдаровского месторождения с доказанной промышленной нефтеносностью. Восточнее выступа кристаллического фундамента выделяется ловушка аналогичного строения (Рис. 1,2).

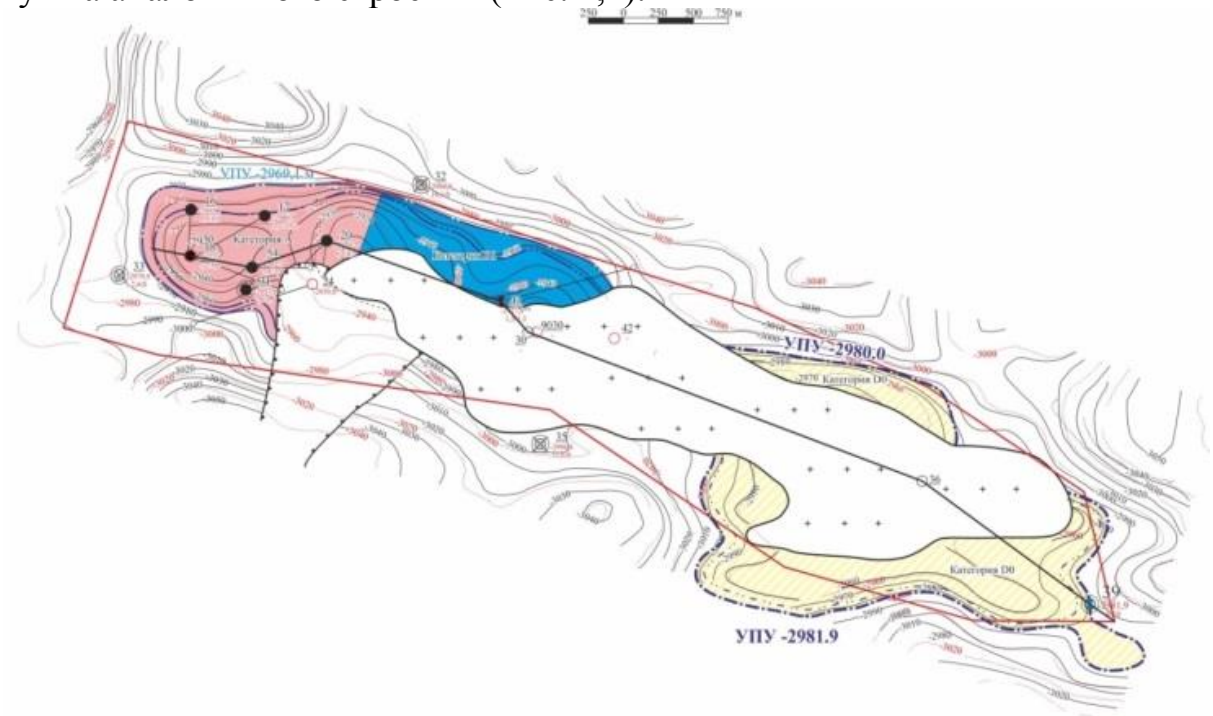


Рис.1. Структурная карта по кровле пласта ДI Гайдаровского месторождения

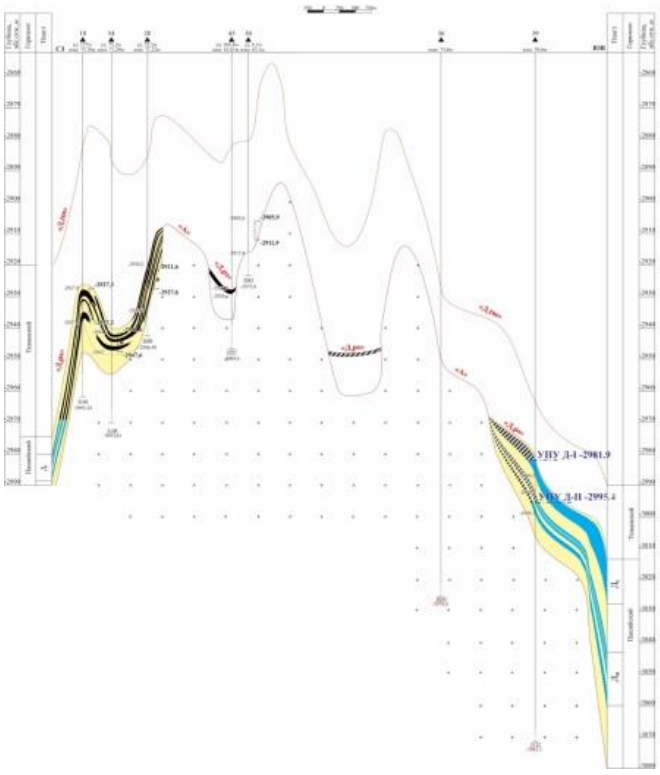


Рис.2. Геолого-литологический профиль Гайдаровского месторождения

Также пример ловушки прислоненного типа - Рассветская структура, представляющая собой высокоамлитудный выступ (60-150 м) кристаллического фундамента, осложненный тремя вершинами. Залежи нефти пласта ДІ в пашийских отложениях Рассветского месторождения в девонском структурном этаже связаны с облеканием выступов кристаллического фундамента терригенными отложениями верхнего девона и представляют собой прислоненные ловушки, заполненные нефтью в северо-западной, северной части поднятий (Рис. 3). [3]

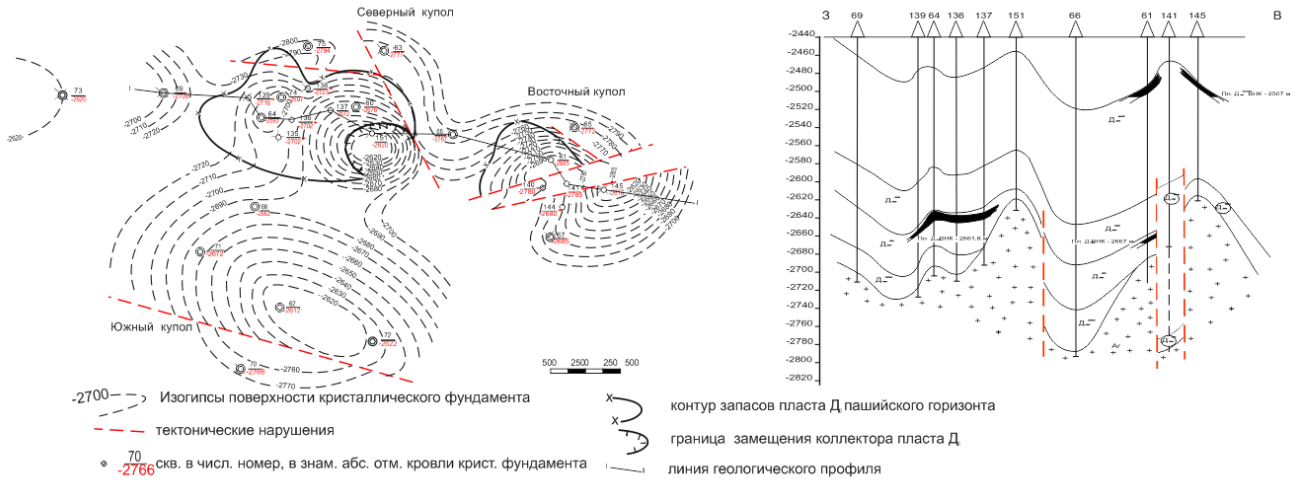


Рис.3. Структурная карта поверхности кристаллического фундамента и схематический геологический профиль Рассветского месторождения

Другими примерами открытых месторождений Самарской области с ловушками прислоненного типа с доказанной нефтеносностью являются Подъем-Михайловское, Карагайское, Верхне-Гайское, Мамуринскрое, Крюковское, Шаболовское, Екатериновское, Винно-Банновское, Сологаевское. Большинство из них сконцентрировано в южной части на стыке элементов 1 порядка - Бузулукской впадины и Жигулевско-Пугачевского свода. Данная зона является наиболее перспективной с целью поиска залежей прислоненного типа. При анализе данных сейсморазведочных работ и дальнейшем заложении скважин предлагается бурение в крыло поднятий с проходкой до архея для вскрытия девонских залежей прислоненного типа.

Список используемых источников информации:

1. [1] Н. А. Докучаева, Е.Е. Андреева, Ю. М. Арефьев «Выявление залажей углеводородов по данным геофизических методов», ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань.
2. [2] А. Г. Шашель «Геология и нефтеносность терригенного комплекса девона Самарского Поволжья», Москва, 2000г.
3. [3] В. А. Колесников, Г. А. Павлова «Особенности геологического строения ловушек нефти в девонском нефтегазоносном комплексе Самарского Заволжья», Самара

СЕКЦИЯ: СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

ПЕРСПЕКТИВА БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ИЗ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

Васильчук О.Ю. *VasilchukOYu@samnipi.rosneft.ru*
Мартынов М.В. *MartynovMV@samnipi.rosneft.ru*
ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара

Аннотация
На основании проведенного анализа реализации программы зарезки боковых стволов (ЗБС) за последние три года выявлено две проблемы. Первая – при формировании рейтинга ЗБС скважины-кандидаты с внутренним диаметром эксплуатационной колонны менее 126 мм исключаются по техническим причинам. Вторая – высокий процент отскоков вследствие образования заколонной циркуляции (ЗКЦ) в интервалах целевых объектов. Для решения перечисленных проблем предлагается применить бицентричные долота. В статье приводится сравнительный анализ текущей технологии зарезки боковых стволов с предлагаемым решением. Техническая возможность применения предлагаемой технологии для бурения боковых стволов обоснована инженерными расчётами, выполненными в ПО «Landmark». В заключении дано предложение по последовательности испытания и тиражирования проанализированной технологии.
Ключевые слова: боковые стволы, заколонная циркуляция, бицентричное долото, инженерные расчеты
Abstract
Two issues have been found out based on the conducted analysis of implementation of the sidetracking program for the last three years. The first one is that during formation of the sidetracking rating the candidate wells with internal diameter of production casing less than 126 mm are excluded due to technical reasons. The second one is a high percentage of spikes at the target facilities due to the formation of behind-the-casing flows. Use of use bicentric bits is proposed in order to solve above issues. A comparative analysis of the current sidetracking technology with proposed solution has been conducted. Technical possibility of use of the proposed sidetrack drilling technology is justified by engineering calculations carried out in the Landmark software. Proposal on testing and replication of the analyzed technology is given in conclusion.
Keywords: sidetracks, behind-the-casing flow, bicentric bit, engineering calculations

Большинство месторождений Самарской области находится на завершающей, четвертой стадии разработки. Эксплуатационный фонд преимущественно «старый» - большинство скважин пробурено в период 1960-1990 гг. Зачастую этим обусловлено несовершенное техническое состояние фонда (коррозионные дефекты, нарушения эксплуатационной колонны, неудовлетворительное состояние цементного камня, наличие аварийного оборудования), которое не позволяет реализовать все планируемые геолого-технические мероприятия (ГТМ). Зарезка боковых стволов зарекомендовала себя, как один из наиболее эффективных методов «реанимации» действующего фонда скважин.

Был проведение анализ реализации программы ЗБС на месторождениях Самарской области за последние три года.

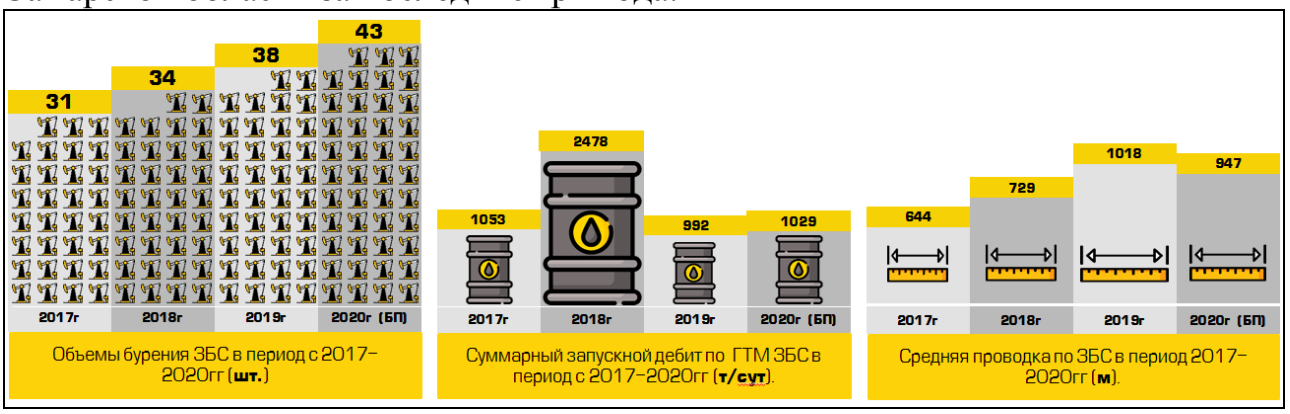


Рис.1. Динамика объемов бурения ЗБС и основные технологические показатели

Из представленных данных видно, что за последние три года отмечается рост количества пробуренных боковых стволов и средней проводки на скважину при сохранении суммарного запускного дебита на уровне 2017 года. Это обусловлено тем, что наиболее рентабельные запасы нефти вовлечены в разработку в предшествующие года, а при бурении приходится сталкиваться с всё большими технологическими сложностями. При этом скважины с внутренним диаметром 124 мм не считаются кандидатами на проведение ЗБС по технологическим причинам, хотя такие кандидаты неоднократно предлагались. В ходе проведенного анализа выявлено, что при формировании рейтинга ЗБС 2017-2019 гг порядка 15% скважин исключается по причине несоответствия конструкции.

Анализ освоения скважин после проведения ЗБС выявил ещё одну проблему. На 34% от общего числа пробуренных скважин при освоении получена заколонная циркуляция в интервалах целевых объектов. Объекты возврата, к сожалению, были не во всех пробуренных боковых стволах. В результате многие из этих скважин оказались экономически неэффективными.

Целью данной работы является поиск технологического решения позволяющего как осуществлять зарезку боковых стволов (БС) из скважин малого внутреннего диаметра, так и повысит качество цементирования БС, для уменьшения отскоков по ЗКЦ.

Текущее технологическое решение, применяемое для зарезки БС

Рассмотрим основные этапы проведения зарезки бокового ствола из материнской колонны с внутренним диаметром 126 мм, а также оборудование, которое используется на каждом этапе.

Сначала выполняют шаблонирование эксплуатационной колонны. Для этого применяют трубчатый шаблон наружного диаметра 122 мм. Далее проводятся геофизические исследования скважин (ГИС) – оценка технического состояния эксплуатационной колонны, акустический контроль цементирования (АКЦ). Далее выполняют установку опорного цементного моста и клина-отклонителя. На этом подготовительные работы к ЗБС заканчиваются.

Далее проводится вырезка «окна» с помощью фрезера диаметром 122 мм. С помощью стандартного PDC (Polycrystalline Diamond Bits) долота диаметром 120,6 мм выполняют подбуривание «кармана», отход от материнской колонны и собственно бурение бокового ствола. Для заканчивания применяется подвеска хвостовика ПХГМЦ 102/146 и хвостовик диаметром 102 мм.

Предлагаемое технологическое решение для зарезки БС из скважин малого внутреннего диаметра

Если мы рассмотрим скважину-кандидат на ЗБС с внутренним диаметром материнской колонны 124 мм, то проблемы начнутся уже на первом этапе – при шаблонирование эксплуатационной колонны.

Согласно РД 08-625-03 при подготовительных работах к ЗБС необходимо придерживаться следующих рекомендаций: «6.7. Прошаблонировать эксплуатационную колонну трубчатым шаблоном длиной не менее 3 м и диаметром на 3-4 мм менее внутреннего диаметра колонны». То есть при подготовительных работах к ЗБС придется использовать шаблон диаметром 120-121 мм. Но по технологическому регламенту при проведении операции шаблонирования должен использоваться шаблон большего диаметра, чем оборудование, посредством которого будет осуществляться сама зарезка, в данном случае это фрезер ФД-122 для вырезки «окна» и PDC долото ФД-120,6 мм для бурения породы. Использовать шаблон диаметром 122 мм нельзя, так как зазор между шаблоном и стенкой эксплуатационной колонны составит всего 2 мм – возникнут риски застревания оборудования. Возможное уменьшение диаметра долота приведёт к уменьшению диаметра самого бокового ствола, что в конечном итоге приведет к невозможности его эксплуатации с применением установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) для создания необходимой депрессии (УЭЦН габарита 2А имеет максимальное диаметральное сечение 82 мм и рекомендован к эксплуатации в хвостовиках наружного диаметра 102 мм). Как видно, идея бурения боковых стволов из скважин с внутренним диаметром 124 мм по текущей технологии становится утопичной уже на самом первом этапе.

Шаблонирование эксплуатационной колонны предлагается осуществлять с применением шаблона диаметром 120 мм.

Вырезку «окна» предлагается осуществлять с помощью фрезера диаметром 120 мм, в отличие от применяемого 122 мм. Для подбуривания кармана и отхода от материнской колонны предлагается использовать стандартное PDC долото

диаметром 118 мм, в отличие от применяемого 120,6 мм.
Наконец, заключительное и самое важное отличие – саму операцию бурения бокового ствола предлагается проводить с помощью бицентричного долота 114х132 мм. Данное долото имеет меньший проходной диаметр (114 мм), чем у применяемого на текущий момент, но в силу технологических особенностей позволяет делать горную выработку большего диаметра (132 мм). По результатам бурения с использованием бицентричного долота расстояние между породой и стенкой хвостовика составит 15 мм против 9,3 мм (10 мм и 4,3 мм соответственно в области муфтового соединения) при использовании стандартного PDC долота, что непосредственно повлияет на качество цементирования хвостовика в лучшую сторону.
Для заканчивания предлагается использовать подвеску хвостовика ПХГМЦ 102/140-89/119, проходной диаметр которой позволит эксплуатировать скважину с УЭЦН габарита 2А.
Наглядно отличия представлены на таблице 1.

Таблица 1.

Сравнение текущего технологического решения для зарезки БС с предлагаемым к внедрению вариантом

Этап	Текущая технология		Предлагаемая технология	
	Тип	Наименование/Ø	Тип	Наименование/Ø
Вырезка окна	Фрезер	ФД-122	Фрезер	ФД-120
Подбуривание кармана и отход от э/к	PDC Долото	120,6	PDC долото	118
Бурение БС	PDC Долото	120,6	Бицентрич-ное долото	114х132 TSD513M/ TSD613MH
Заканчивание	Подвеска хвостовика + хвостовик	ПХГМЦ 102/146 + Хвостовик 102мм	Подвеска хвостовика + хвостовик	ПХГМЦ 102/140-89/119 + Хвостовик 102мм

Опыт использования бицентричных долот для бурения боковых стволов на месторождениях Самарской области уже есть – в 2018 г боковой ствол на скважине Никольско-Спиридоновского месторождения был пробурен на целевой объект Д1’ с помощью бицентричного долота 114х132 TSD513M/TSD613MH. Выбор такого долота был обусловлен внутренним диаметром эксплуатационной колонны 125 мм. На рисунке 3 представлена геологическая и техническая информация по данному боковому стволу.
Как видно, по данным АКЦ контакт цемент/колонна, цемент/порода преимущественно сплошной. Несмотря на подстилающую воду по данным ГИС накопленная добыча по боковому стволу на 01.01.2020 г составила 10 тыс. т нефти, таким образом результаты бурения БС по скважине можно оценить, как успешные.

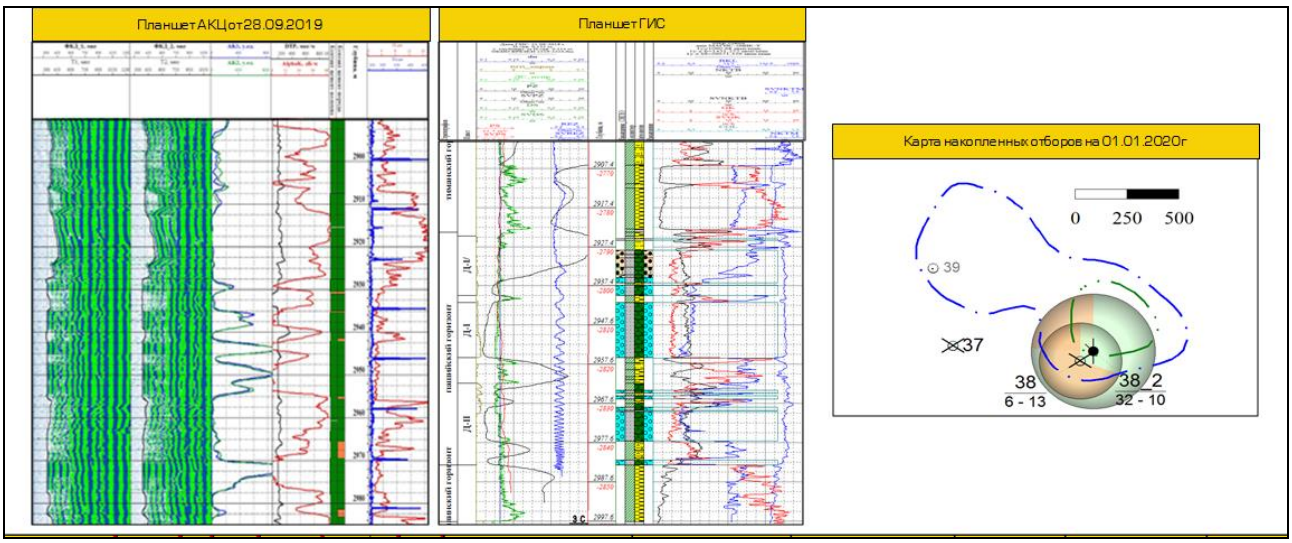


Рис.3. Результаты ЗБС по скважине, пробуренной с использованием бицентричного долота

Однако дальнейшее тиражирование применения бицентричных долот для бурения боковых стволов не произошло. Основным негативным фактором использования бицентричных долот является падение механической скорости проходки до полутора раз в сравнении с PDC долотами. Из-за этого увеличивается цикл бурения бокового ствола и, соответственно, конечная стоимость операции ЗБС. Плюсы в качестве цементирования при получении горной выработки большего диаметра ранее не рассматривались. Но высокий процент отскоков по ЗКЦ после ЗБС заставляет принимать во внимание не только скорость бурения боковых столов, но и качество цементирования скважин. Использование бицентричных долот также позволит технологически осуществить операцию ЗБС на скважинах, которые ранее кандидатами не считались – на скважинах с внутренним диаметром материнской колонны 124 мм.

Стоит отметить, что в целом на месторождениях Самарской области с 2008 г пробурено более 50 боковых стволов из скважин с внутренним диаметром близким к 124 мм. Однако операция по зарезке боковых стволов из скважин малого внутреннего диаметра выполняется с использованием типовых PDC долот диаметром 120,6 мм, а операция шаблонирования с использованием шаблона диаметром 122 мм. Таким образом, возникают высокие риски технологического отскока по ЗБС в результате застревания компоновки, как при операции шаблонирования, так и при бурении бокового ствола в результате предельно малого зазора между компоновкой и стенкой эксплуатационной колонны. Заказчик берет на себя технологические риски, которых можно бы было избежать при использовании бицентричных долот диаметром 114х132 мм, дополнительно повышая качество цементирования хвостовика.

Оценка технической возможности бурения

Рассмотрим техническую возможность зарезки бокового ствола на примере скважины Бариновско-Лебяжинского месторождения Северо-Парфеновского поднятия с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 124 мм.

Оценка технической возможности бурения основана на инженерных расчётах, выполненных в ПО «Landmark». Вырезание «окна» в эксплуатационной колонне планируется в интервале 1124-1139 м, проектная глубина бокового ствола составляет 2436 м.

Для бурения данной скважины внешний диаметр бурильных труб и элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) подбирается с учетом прохождения в материнском стволе. Максимальный внешний диаметр применяемых труб составляет 108 мм, диаметр бицентричного долота – 114,3х132х95 мм.

В процессе расчетов были проанализированы растягивающие и сжимающие нагрузки, момент на столе ротора, усталостный износ и вес на крюке (рис. 4).

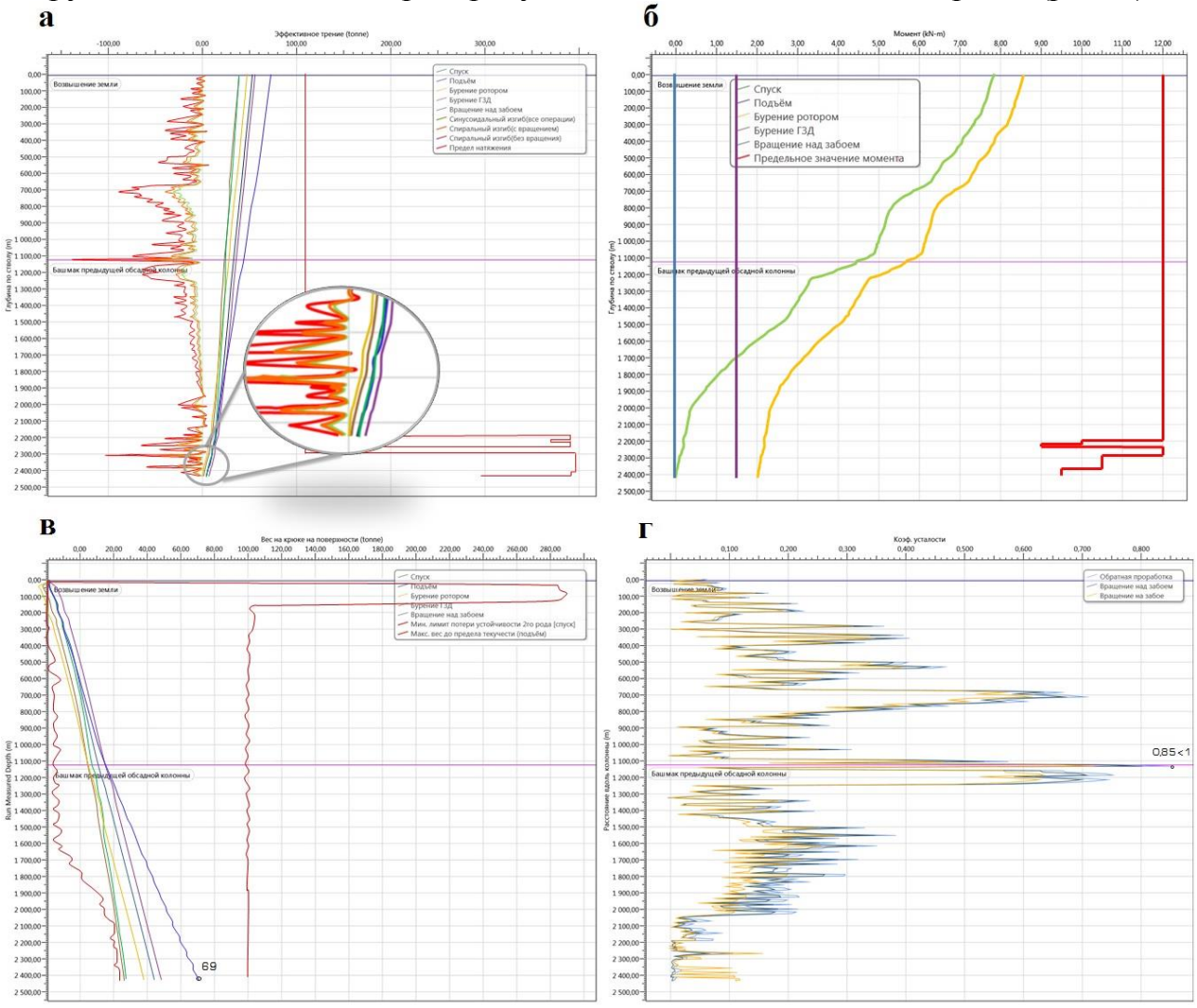


Рис.4. – Результаты расчета строительства секции под спуск хвостовика:
а – эффективное натяжение, б – момент, в – вес на крюке, г – коэффициент усталости.

На основании данных графиков можно сделать следующие выводы:

1. Рассмотренная бурильная колонна и элементы КНБК проходят по допустимым растягивающим и сжимающим нагрузкам с учетом коэффициента запаса 1,5. Превышение предела возникновения «баклинга» отсутствует.

2. Согласно диаграмме моментов принятая бурильная колонна и элементы компоновки подходят по допустимым моментам при бурении. Наибольший момент возникает при бурении ротором – 8,57 кН·м – и не превышает момента свинчивания резьбовых соединений – 12 кН·м.
3. Максимальный вес бурильной колонны возникает при ее подъеме без вращения и составляет 69 т.
4. В связи с тем, что нагрузки на бурильную колонну и интенсивность профиля не имеют высоких значений, не требуется дополнительных мероприятий по снижению усталостного износа бурильной колонны.
Для проведения гидравлического расчета были подобраны полимер-глинистый буровой раствор плотностью 1050 кг/м^3 в интервале 1124-1500 м, гипсоизвестковый буровой раствор плотностью 1160 кг/м^3 в интервале 1500-1800 м, гипсоизвестковый буровой раствор плотностью 1230 кг/м^3 в интервале 1800-2436 м. Исходные данные для расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Исходные данные для гидравлического расчета

Механическая скорость проходки, м/ч	Скорость оборотов ротора, об/мин	Расход бурового насоса, л/сек	Насадки на долото, мм	Диаметр частиц шлама, мм	Пористость шламовой подушки, %	Плотность частиц шлама, кг/м^3
8	40	10	5x7,9	2,5	36	2500

В результате расчетов было определено, что для обеспечения качественной очистки ствола скважины минимальный расход промывочной жидкости должен составлять 9,6 л/с. При заданных режимах бурения и промывки обеспечивается качественная очистка, шламовая подушка не образуется.
Далее произведен расчет спуска обсадной колонны Ø102 мм до забоя с перекрытием эксплуатационной колонны на 75 м выше интервала зарезки «окна».
В результате сделаны следующие выводы: спуск хвостовика до забоя возможен без смятия обсадной колонны, а подъем с финального забоя 2436 м возможен без превышения предела прочности (рис 5).

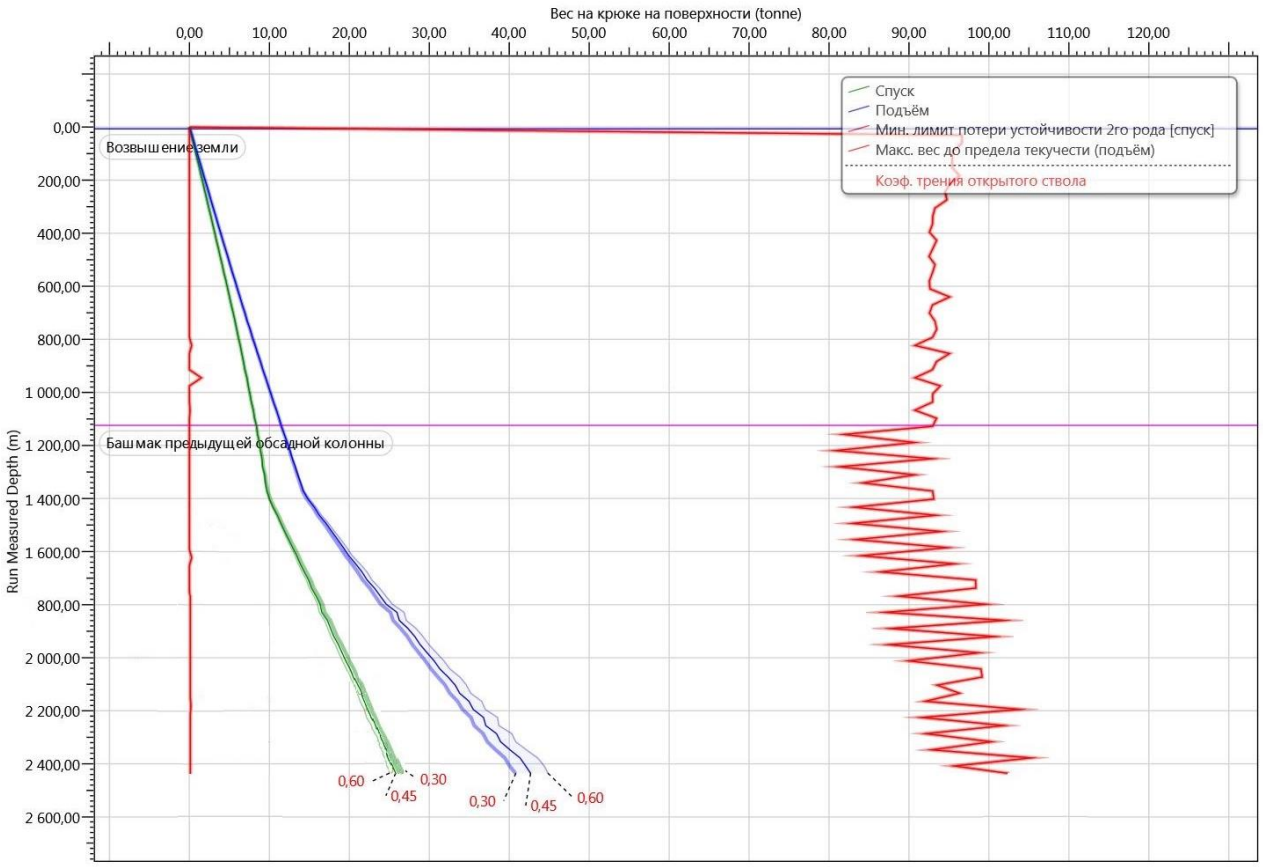


Рис.5. – Вес на крюке на поверхности при спуске и подъеме обсадной колонны Ø102 мм

В связи с наличием риска недоподъема цемента до подвески хвостовика для расчета цементирования было принято две порции цемента: тяжелый цемент плотностью 1920 кг/м^3 и облегченный – 1540 кг/м^3. Тяжелый цемент перекрывает нефтеносные пласты и закачивается в интервал 2436-1550 м, облегченный – в интервал 1550-1049 м.

Опыт ранее пробуренных соседних скважин, показывает возможность возникновения поглощения интенсивностью 3-8 м^3/час. Предполагаемое проектное время строительства составляет 41 день без учета осложнений, с учетом – 43 дня.

Заключение

Технические расчеты, проведенные в ПО «Landmark», показали, что предложенное технологическое решение для бурения ЗБС из скважин малого диаметра с использованием бицентричных долот 114х132 мм может быть воплощено в жизнь. Подобрано 6 адресных скважин-кандидатов для бурения ЗБС с эксплуатационной колонной внутреннего диаметра 124 мм, которые предлагается использовать в качестве пилотного проекта.

На этом потенциал внедрения технологии не заканчивается. В случае положительных результатов по освоению скважин пилотного проекта рекомендуется тиражировать технологию на всю программу ЗБС, так как в результате получения горной выработки большего диаметра при бурении бицентричными долотами улучшится качество цементирования заколонного пространства, что позволит снизить процент отскоков по ЗКЦ.

Список используемых источников информации:
1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12.03.2013 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015.
2. РД 08-625-03 «Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины», утвержденная постановлением Госгортехнадзора России от 27.12.02 № 69.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин – М.: ВНИИТнефть, 1997
4. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин – М.: 1997
5. Официальный сайт АО «УДОЛ» [Электронный ресурс] // URL: https://udol.ru/products/7/201/ (дата обращения: 20.01.2020).
6. Официальный сайт Трубной металлургической компании [Электронный ресурс] // URL: https://tmk-group.ru (дата обращения: 14.01.2020).

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРОЕКТИРОВАНИЯ В ЧАСТИ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗЫ ДАННЫХ МАТЕРИАЛОВ СПЕЦИФИКАЦИЙ И ВЕДОМОСТЕЙ ОБЪЁМОВ РАБОТ

Халимова А.И. *KhalimovaAI@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
Данная работа предлагает систему автоматизации процесса проектирования, позволяющую решить данную задачу сокращения сроков разработки проектно-сметной документации
Ключевые слова: программа автоматизации, сокращение трудозатрат, оптимизация трудового процесса.
Abstract
This work offers a design automation system that allows you to solve this problem of reducing the development time for design and estimate documentation.
Keywords: automation program, reduction of labor costs, optimization of the work process.
В связи с увеличение бизнес-плана актуальным становится задача сокращения сроков разработки проектно-сметной документации. Данная работа предлагает Вашему вниманию Систему автоматизации процесса проектирования, позволяющую решить данную задачу.
Целями предлагаемой мною системы являются:

1. Сокращение трудозатрат, необходимых для выполнения проектов
2. Оптимизация трудового процесса

Задачами являются:
1. Автоматизированное формирование спецификаций строительных материалов
2. Автоматизированное получение сведений о материалах и оборудовании, примененных в проекте.
3. Автоматизированное формирование ведомости объемов работ с последующим получением смет.

Особенностями данной системы является:
1. Формирование базы данных на основании ГОСТов, МУК ЕТТ
2. Нетребовательность к ресурсам системы, т.е. нам не потребуются компьютеры с мощными характеристиками
3. Возможность оперативной корректировки введенных данных
4. Преимущественное применение для сложных, нетиповых объектов
5. Возможность тиражирования, т.е. копирования спецификаций проекта для идентичных проектов
6. А также возможность автоматизированного учета дополнительных работ в ВОР, не отраженных в строительной спецификации.

Преимущества программы:
1. Не требует обучения сотрудников
2. Не требует крупных финансовых вложений
3. Простота интерфейса
4. Удобство в использовании

Недостатком программы является необходимость обновления базы данных в связи с изменением нормативных документов.
Основные отличия от возможностей систем 3D проектирования
1. Нетребовательность к ресурсам системы
2. Отсутствие необходимости специальной подготовки пользователей к работе с системой
3. Значительно меньшее время, необходимое на разработку ВОР (на текущем этапе развития 3D проектирования)
4. Возможность автоматизированной разработки сметной документации

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДИК ВЫБОРА КОЛЬМАТАЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Цаплин Д.В. *tsaplin.daniil@gmail.com*
Нечаева О.А. *nechaevaoa@gmail.com*
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

Аннотация. В процессе строительства скважин возникают различного рода осложнения и аварии, которые приводят к увеличению стоимости бурения. Одной из таких аварий является потеря циркуляции бурового раствора, связанная с его поглощением в проницаемые породы. Существуют различные способы по борьбе с поглощениями, но единого решения нет. Данная статья направлена на разработку нового кольматационного состава для изоляции зон поглощений малой и средней интенсивности.

Ключевые слова*: кольматационный состав, ликвидация поглощений, реология, проницаемость, эффективность, осложнения при бурении, интенсивность, пласты, изолирующий материал.*

Abstract

In the process of well construction, various complications and accidents occur, which lead to an increase in the cost of drilling. One of these accidents is the loss of circulation of drilling fluid associated with its absorption into permeable rocks. There are various ways to deal with acquisitions, but there is no single solution. This article is aimed at the development of a new colmatation composition for isolation of low and medium intensity absorption zones.

Keywords: clogging composition, elimination of lost circulation, rheology, permeability, efficiency, drilling complications, intensity, formations, insulating materia.

В настоящее время ассортимент решений по борьбе с поглощениями огромен, но универсального подхода не существует. Разработка и исследование новых кольматационных составов является достаточно актуальной темой. Анализ современного состояния исследований в данной области показывает, что на сегодняшний день до 75% поглощений бурового раствора ликвидируется с помощью кольматационных материалов. Поиски новых решений по борьбе с поглощениями бурового раствора – одна из приоритетных задач исследований.

Главной целью разработки является создание нового кольматационного состава, который сможет перекрывать зоны поглощения малой и средней интенсивности. Правильный подбор компонентов позволит сократить сроки проведения аварийных работ и повысить прочностные характеристики ВУС.

За основу состава был взят тетраборат натрия, который, вступая в реакцию с другими компонентами, дает гелеобразование.

Состав №1 совсем не набирал структуру. После часа затвердевания не произошло. В тетраборате натрия находились частицы азотнокислого кальция (рис.1-а), но они не входили в реакцию и не образовывали твердую фазу.

а) б)

Рис.1.– Состав №1:

В ходе наблюдения за первым составом было принято решение повторить опыт, смешав реагенты в соотношении 1:3, чтобы добиться определённой структуры состава. Но после 40 минут перемешивания затвердевания так и не произошло, прочностными свойствами состав не обладает (рис. 1-б).

В свою очередь состав № 2 после 50 мин приобрёл прочный пробкообразный вид (рис. 2). Состав не поддается растяжению или сжатию, не разрушается со временем. Такой эффект даёт полиакриламид ПАА, но данный компонент применяется практически во всех ранее применяемых рецептурах, поэтому принято решение для дальнейших исследований этот реагент не использовать.

Рис.2. – Состав №2

Состав № 3 после 20 минут обрёл четкую форму (рис. 3), похожую на состав №2. Но данный состав легко разрушается, не обладает достаточной твердостью и пластичностью.

Рис.3. – Состав №3

Состав №4 набирал структуру постепенно. После 40 минут затвердевания состав стал похож по виду на «манную кашу». Далее была стадия активного водоотделения, после которого через 60 минут у исследуемого материала появились признаки затвердевания. Силикат натрия при взаимодействии с тетраборатом натрия дают гелеобразную форму. По своим свойствам и возможности избежать добавки полиакриламида ПАА, данная композиция была выбрана в качестве дальнейших исследований.

Следующим этапом в исследовании стала подборка процентного содержания всех компонентов состава. Нужно было увеличить время набора структуры для создания возможности прокачать состав в скважину до уровня поглощающих интервалов.

Полученная композиция была исследована на ротационном вискозиметре OFITE 800 для контроля динамики структурообразования. В результате, после 20 мин перемешивания состав стал не прокачиваемым. Но по своей структуре и форме (рис. 4) он способен изолировать проницаемые горизонты, что не будет приводить к поглощению бурового раствора.

Рис.4. – Состав №4

Далее научным интересом стал вопрос о времени затвердевания состава. Для этого в исходную рецептуру был добавлен полиакриламид ПАА. Для этого процентное содержание тетрабората натрия и силиката натрия были уменьшены. После тщательного перемешивания исходных реагентов, состав был снова направлен на ротационный вискозиметр OFITE 800. В ходе наблюдения было выявлено, что после 20 минут перемешивания затвердевания не происходит. Было принято решение добавить ПАА в момент, когда состав проходил стадию активного водоотделения. После этого, реологические параметры состава начали заметно возрастать. В результате, после 60 мин перемешивания, состав стал труднопрокачиваемым. Результаты измерений можно наглядно увидеть в таблице №2.

Таблица№2

Результаты измерений на ротационном вискозиметре OFITE 800

Скорость / **Время**	Сразу	5 мин	10 мин	15 мин	20 мин	25 мин	35 мин	45 мин
600 об/мин	53	53	54	57	60	110	167	210
300 об/мин	25	27	27	29	30	55	79	131
200 об/мин	17	17	17	17	18	36	50	110
100 об/мин	7	10	10	10	10	20	25	50
60 об/мин	5	6	6	6	6	14	17	24
30 об/мин	4	4	4	4	4	10	11	14
6 об/мин	1	1	1	1	1	7	7	7

На рисунке №5 представлен график, на котором чётко видно момент добавки ПАА и изменение параметров состава после этого.

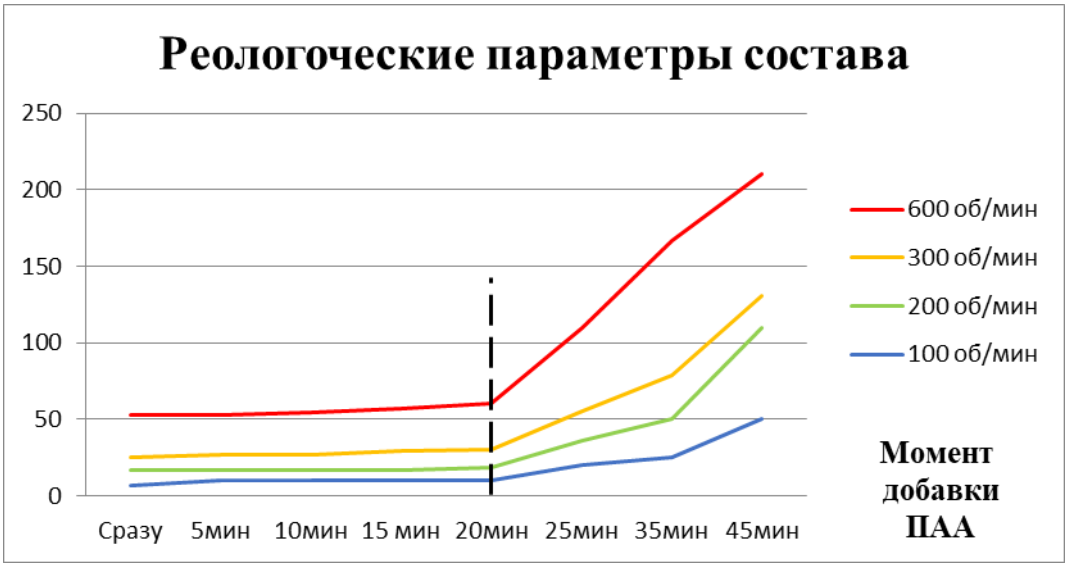


Рис.5. – Реологические параметры состава

Исходя всего вышесказанного, можно сказать, что определение момента добавки ПАА является очень важным фактором при приготовлении состава.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ХВОСТОВИКА С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Ляпин И.Н. *LyapinIN@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В работе предлагаются решения для оптимизации затрат на строительство скважин путем применения эксплуатационного хвостовика. Приведены границы применения данной технологии и необходимое дополнительное оборудование. Рассчитан экономический эффект при применении эксплуатационного хвостовика.
Ключевые слова: конструкция скважины, эксплуатационный хвостовик, промежуточная колонна, металлоемкость, подвеска хвостовика цементируемая, оборудование устья скважины.
Abstract
The paper presents solutions for optimizing the cost of well construction by using an operational shank. The limits of application of this technology and the necessary additional equipment are given. The economic effect of using an operational shank is calculated.
Keywords: the construction of the well, operating the shank, intermediate column, metal, cemented liner hanger, wellhead equipment.
Существенную долю в себестоимости нефти и нефтепродуктов составляют затраты на добычу, в частности – на строительство скважин. В условиях роста доли ТРИЗ оптимизация затрат на бурение является актуальной задачей.
В настоящее время в большинстве случаев заканчивание скважин производится спуском эксплуатационной колонны от проектного забоя до устья. При этом верхние интервалы, уже обсаженные промежуточной колонной (кондуктором), оказываются перекрытыми дополнительно эксплуатационной колонной (двойное перекрытие, рис. 1).

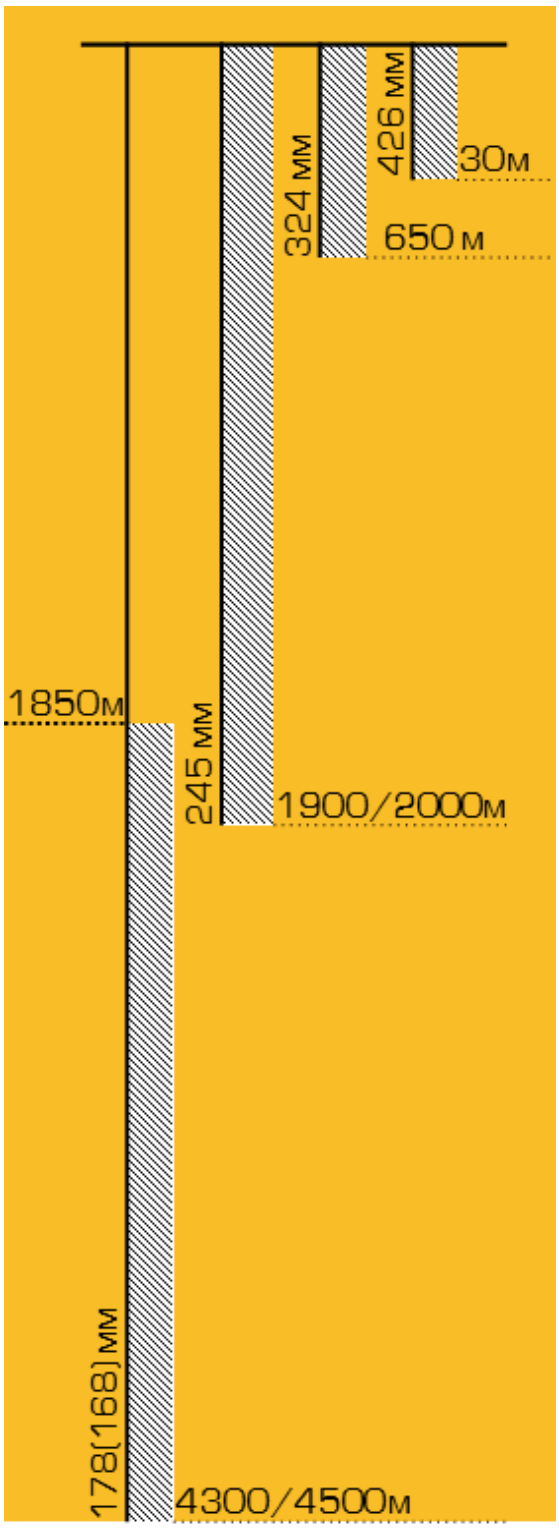


Рис.1. – Пример наиболее используемой конструкции скважин в Волго-Уральском регионе

При этом ни одним действующим нормативным документом не запрещен спуск эксплуатационной колонны только с частичным перекрытием предыдущей.

В качестве решения по оптимизации затрат на строительство скважин предлагается заменить эксплуатационную колонну диаметром 178 мм «до устья» эксплуатационным хвостовиком того же диаметра (рис.2) с перекрытием предыдущей колонны на 75-150 м.

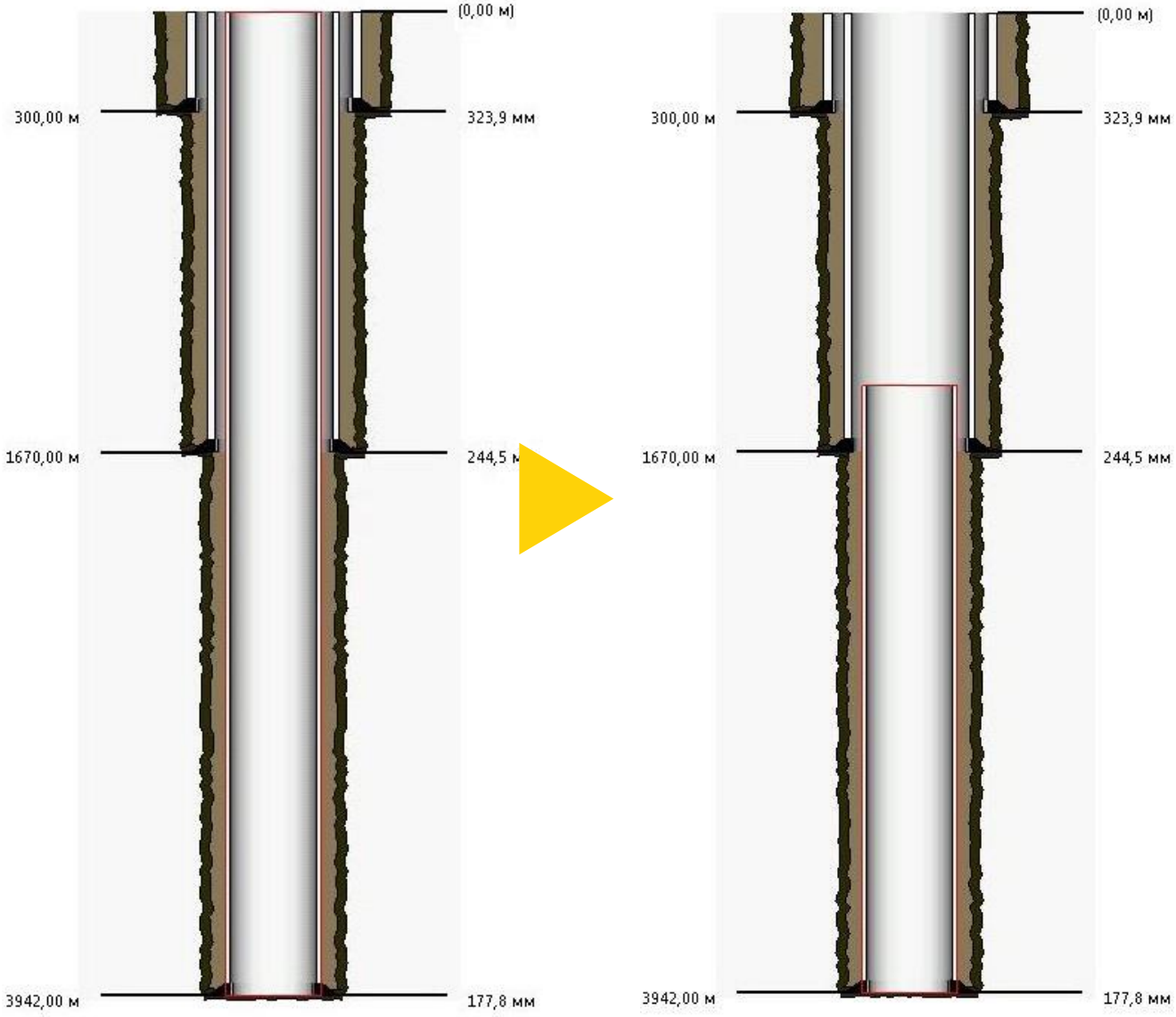


Рис.2. – Замена эксплуатационной колонны 178 мм эксплуатационным хвостовиком

Подобное решение влечёт за собой некоторые изменения в технологии и применяемом оборудовании. Сравнение существующей конструкции и предлагаемого варианта представлено в таблице 1. Для примера в проекте принята унифицированная конструкция скважин южной группы месторождений АО «Оренбургнефть» глубиной свыше 3500 м.

Таблица 1

Сравнение вариантов конструкции

Вариант конструкции	Существующая	Альтернативная
Эксплуатационная колонна		
типоразмер	177,8х9,19 R95	177,8х9,19 R95
длина экс. колонны, м	3942	2422
диаметр долота для бурения секции эксплуатационной колонны, мм	222,3	220,7
Промежуточная колонна		
типоразмер	244,48х8,94 N80	244,48х10,03 N80
длина колонны, м	1670	1670
Конструкция скважины		
металлоемкость, кг/м	82,5	68,3
Дополнительное оборудование		
подвеска хвостовика цементируемая ПХЦ 178/245	нет	да
оборудование устья скважины	ОКК2-35 178/245/324	ОКК1-35-245/324
		катушка переходная 280х35/350х35

Как видно из таблицы 1, применение технологии влечёт за собой следующие изменения:

- снижение длины эксплуатационной колонны;
- увеличение прочностных характеристик промежуточной колонны, т.к. колонна будет испытывать более высокие нагрузки по сравнению с существующей конструкцией скважины;
- применение долота 220,7 мм вместо 222,3 мм для бурения секции эксплуатационной колонны в связи с увеличением толщины стенки промежуточной колонны;
- применение дополнительного оборудования: подвеска хвостовика, колонная головка ОКК1 с переходной катушкой вместо применяемой ОКК2.

Применение эксплуатационного хвостовика экономически целесообразно при соблюдении следующих геологических и технологических условий:

- пластовые давления должны быть близки к гидростатическим. В случае АВПД колонны будут испытывать высокие сминающие усилия, а также вероятно возникновение высоких внутренних давлений на устье скважины при

НГВП. Это приведет к необходимости применения высокопрочных обсадных труб, что снизит или сведет к минимуму экономическую эффективность проекта;

- отсутствие сероводорода в пластовом флюиде. Сероводород существенно повышает коррозионную активность флюида, при этом возникает необходимость применения оборудования в коррозионностойком исполнении. Это также вызовет удорожание строительства скважины;
- глубина спуска промежуточной колонны должна быть в интервале от 650 до 2000 м. Минимальная глубина спуска рассчитана исходя из условия безубыточности проекта. Максимальная глубина ограничивается прочностью на смятие промежуточной колонны 244,45х10,03 N80. При большей глубине спуска потребуется применение более прочной колонны.

Экономический эффект при внедрении проекта рассчитан на основании данных по существующим фактическим конструкциям скважин АО «Оренбургнефть», а также текущим ценам на материалы и оборудование. Сравнительная диаграмма затрат на материалы для строительства скважины по существующей и предлагаемой конструкции представлена на рисунке 3. На диаграмме приведены затраты на 178 мм и 245 мм обсадные трубы, затраты на цемент, устьевое оборудование, подвеску хвостовика и сервис по цементированию.

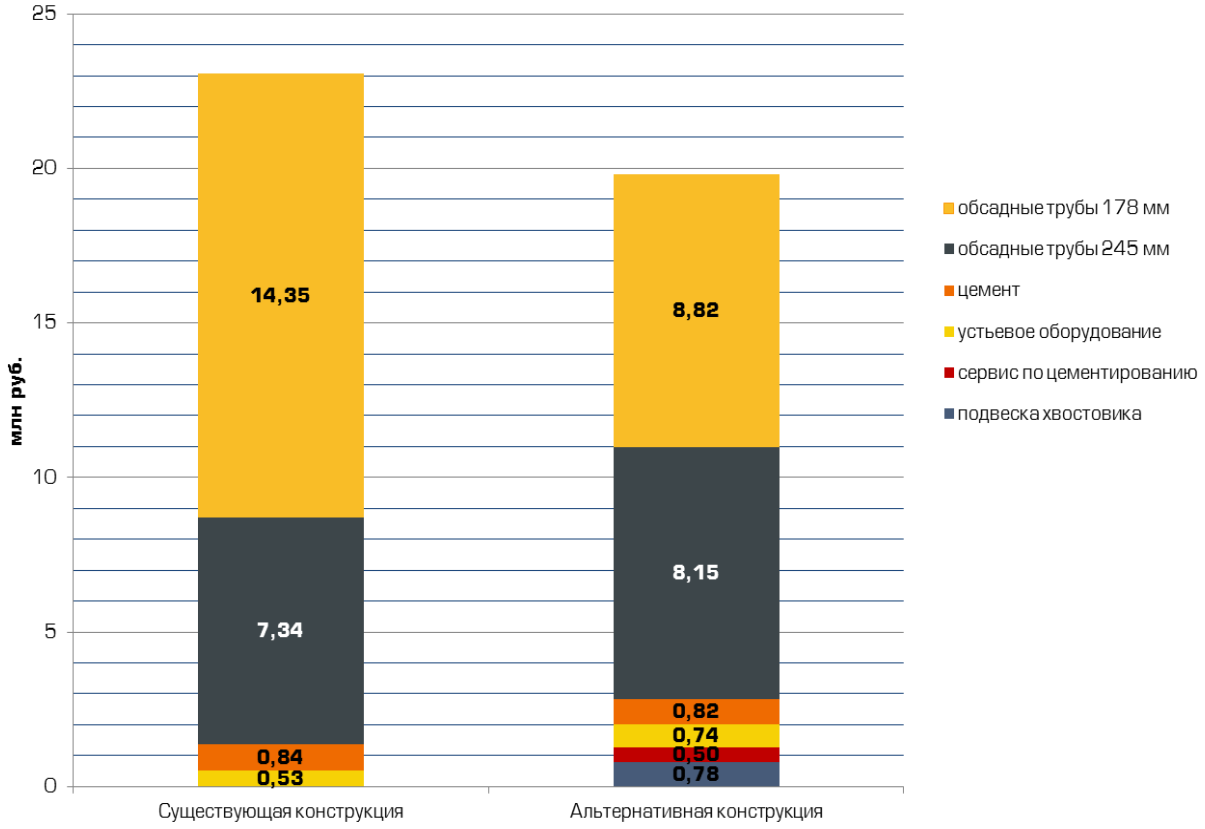


Рис.3. – Сравнение затрат на строительство скважин до и после внедрения проекта

Из диаграммы можно увидеть, что для выбранной скважины экономический эффект составит около 3,2 млн. руб. Исходя из объёмов бурения АО «Оренбургнефть» на 2020 год и ограничений по применению технологии,

можно получить экономический эффект от внедрения технологии для ОГ в год около 233 млн. руб. (табл. 2).

Таблица 2

Годовой экономический эффект от внедрения технологии на месторождениях АО «Оренбургнефть»

Параметр	Значение
Экономический эффект на 1 скважину	3,25 млн. руб.
Объём эксплуатационного бурения АО «Оренбургнефть» на 2020 год (согласно графику эксплуатационного бурения)	109
Количество потенциальных скважин-кандидатов	~70
Потенциальный экономический эффект на 2020 год	~233 млн. руб.

Проведенные исследования и расчёты позволяют сделать следующие выводы:

1 Замена эксплуатационной колонны 178 мм эксплуатационным хвостовиком 178 мм позволяет сэкономить порядка 3,25 млн. руб. в расчёте на 1 скважину;

2 Технология неприменима (или малоприменима) при определенных геологических условиях – газовые пласты, АВПД, высокое содержание сероводорода;

3 Минимальная глубина спуска предыдущей колонны ~650 м (зависит от конкретных геологических условий и текущих цен на МТР) для безубыточности проекта;

4 Максимальная допустимая глубина спуска предыдущей колонны – 2000 м (предел прочности на смятие);

5 Экономический эффект при внедрении технологии на месторождениях АО «Оренбургнефть» за 2020 год – более 230 млн. руб.

Список используемых источников информации:

4. Альбом унифицированных конструкций скважин АО «Оренбургнефть»

5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин – М.: 1997.

6. Официальный сайт Трубной металлургической компании. – Режим доступа: httr:// tmk-group.ru.

7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12.03.2013 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015.

РАЗРАБОТКА ГИДРОАКУСТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ПАРАМЕТРЫ ТАМПОНАЖНЫХ СУСПЕНЗИЙ

Воробьев С.В. *ceo@inipe.com*
Воробьева Е.В.
ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара
Самарский университет, г. Самара

Аннотация
В работе предлагаются решения для реулирования параметров тампонажных суспензий применяемых при цементировании скважин. Рассмотрена качество цементирования при строительстве скважин. Предложено наземное оборудование, регулирующее параметры цементного раствора.
Ключевые слова: Цементирование скважины, оценка качества цементирования, регулирование параметров тампонажного раствора.
Abstract
The paper proposes solutions for regulating the parameters of cement slurries used in cementing wells. The quality of cementing during well construction is considered. Ground equipment is proposed to regulate the parameters of the cement slurry.
Keywords: well cementing, cementing quality assessment, cement slurry parameters control.

Одной из наиболее сложных проблем, возникающих при строительстве скважин остается низкое качество разобщения платов, что приводит к преждевременному ремонту скважин и выбытию быстрому их эксплуатационного фонда.

Проведенный анализ по оценке качества цементирования на скважинах месторождений Западной Сибири показывает, что сцепление тампонажного материала в интервале продуктивных пластов (100 метров выше и 50 метров ниже) по заключению цементометрии USBA-21 с колонной весьма низкое, и только в 40 % удовлетворительное, сцепление с породой еще ниже, удовлетворительное качество составляет 25 % (см. таблицу 1).

Таблица 1.

Оценка качества сцепления при цементирования первой ступени эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

Количество скважин, участвующих в анализе	Сцепление с колонной				Сцепление с породой					
	удовл.		пониж.		удовл.		пониж.		низкое	
	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%
155 скважин	-	41,4	-	58,6	-	25,5	-	15,9	-	58,6

Примечание – цементирование производилось по штатной технологии и с использованием цемента марки G.

Данные по плотности цемента в интервале продуктивных пластов (100 метров выше и 50 метров ниже) по заключению цементометрии СГДТ приведенные в

таблице 2 , также свидетельствуют о неоднородности заполнения пространства и неудовлетворительных параметрах тампонажной суспензии и большого интервала разброса удельного веса цемента за эксплуатационной колонной

Таблица 2.

Оценка плотности цемента при цементирования первой ступени эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

Количество скважин, участвующих в анализе	Удельный вес цемента за эксплуатационной колонной г/см^3									
	1,9-1,8		1,8-1,7		1,7-1,6		1,6-1,5		1,5	
	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%
155	-	62,2	-	27,6	-	5,9	-	4,5	-	0

Примечание – цементирование производилось по штатной технологии и с использованием цемента марки G.

Проведенные лабораторные исследования по твердению различных марок цементного материала свидетельствуют о необходимости дополнительной обработки тампонажной суспензии в связи с низкой адгезией к металлу обсадной колонны, усадкой тампонажного материала. На рисунках 1,2 приведены результаты твердения тампонажного материала при условиях цементирования между двумя колоннами, из которых видно, что при твердении образца из ПЦТ-100 происходит усадка цементного камня и образования трещин в зоне контакта цементного камня - колонна. На рисунке 2 проиллюстрированы исследования на другой марке цементного материала, который не образовал прочного цементного камня.

Рис.1. Фото образца ПЦТ-100 при затворении на пресной воде при ВЦО=0,5

Рис.2. Фото образца ШПЦС-120 при затворении на пресной воде при ВЦО=0,5

Полученные результаты позволяют сделать выводы о необходимости применения технологий и оборудования, улучшающих параметры тампонажной суспензии.

Существуют множество способов улучшения качественных показателей тампонаж ной суспензии и цементного камня, к ним относятся [4]:

1. Механические – повышение качества суспензий с помощью различного типа мельниц, гидроциклонов, дезинтеграторов;
2. Химические – повышение качества суспензии посредством добавления различных реагентов (ускорителей, стабилизаторов, пластификаторов);
3. Физические – повышение качества тампонажной суспензии посредством воздействия ультразвука, вибрации, электромагнитных волн.

Но не всегда эти методы эффективны, а зачастую требуют затрат энергии и использование специального дорогостоящего оборудования.

Одним из наиболее простых не требующих дополнительных затрат, изменения технологической схемы является применение дезинтеграторов. Качественное перемешивание суспензии приводит к образованию однородного состава, который при застывании образует однородный по плотности, пористости цементный камень, способный противостоять проникновению пластовых вод и размыванию цементного камня. На рисунке 3 представлено разработанное устройство для обработки тампонажных растворов, позволяющее улучшить качество суспензии.

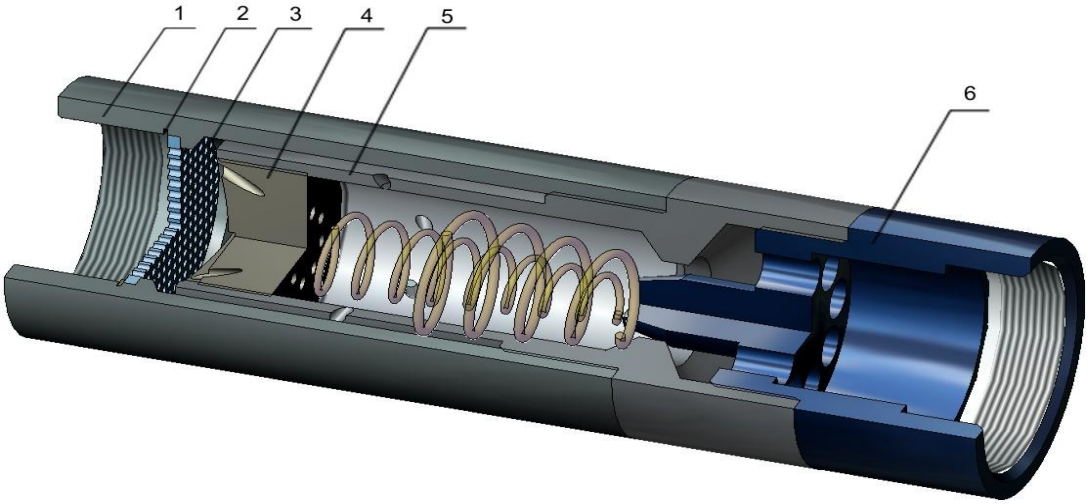


Рис.3. Устройство для обработки тампонажных растворов.

1. - корпус устройства, 2. - стопорное кольцо, 3. - диспергирующая диафрагма, 4. - турбулизирующая насадка, 5. - камера смешения, 6. - обтекаемый сердечник.

Принцип действия устройства основан на применении явления кавитации. На входе в гидравлическое устройство цементный раствор двигается ламинарно, далее, проходя через насадку, в камере смешения течение тампонажной суспензии завихрятся. В результате турбулентный поток цементного раствора, двигаясь через сопло, состоящее из конфузора и диффузора, с обтекаемым сердечником, в самом узком поперечном сечении канала увеличивает свою скорость, и соответственно происходит понижение давления до некоторого критического значения. Присутствующие в цементном растворе пузырьки газа или пара, двигаясь с потоком раствора и попадая в область давления меньше критического, приобретает способность к неограниченному росту. Абсолютное давление при этом достигает значения равного давлению насыщенных паров жидкости при данной температуре или значения равного давлению, при котором начинается выделение из нее растворимых газов, и в данном месте потока наблюдается интенсивное парообразование (кипение) и выделение газов. Далее кавитационные пузырьки, образованные локальным понижением давления жидкости, при повышении давления резко захлопываются. Причем, процесс образования и роста полостей происходит относительно медленно, тогда как схлопывание протекает со сверхзвуковой скоростью, порождая ударную волну. При захлопывании пузырьков давление, резко возрастает, и твердые компоненты раствора, находящиеся в зоне кавитации, не выдерживают и подвергаются диспергированию. Выделяющаяся в процессе схлопывания пузырька энергия приводит к возбуждению, ионизации и диссоциации молекул воды и газов внутри кавитационной полости. На этой стадии любой из присутствующих газов является активным компонентом, участвующем в передаче энергии возбуждения, перезарядке и других процессах.

Для оценки образования явления кавитации по характерным сечениям рассматриваемого устройства см. рис.4. проведены гидравлические расчеты, приведенные в таблице 3.

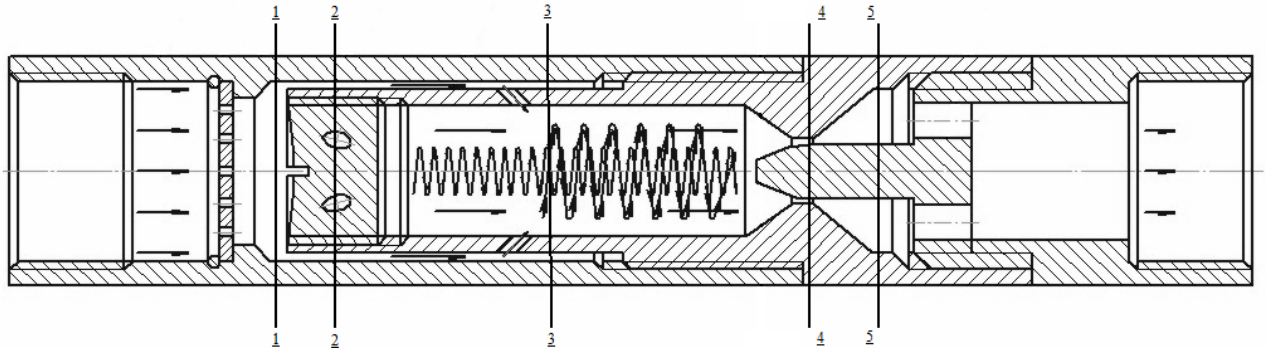


Рис.4. Характерные сечения устройства

Результаты расчетов показывают возникновение эффекта кавитации в области установленного обтекаемого сердечника. Турбулизация потоков суспензии до установленного сердечника приводит к дополнительному увеличению гомогенности приготовляемых растворов, а также переносу явления кавитации со стенок устройства в поток прокачиваемого раствора.

Таблица 3

Результаты гидравлических расчетов

№ сечения	Скорость, м/с	Давление, Па
1	0,614	10 000 000
2	от 13,262 до 19,894	4 728 230,6
3	1,179	9 999 395,7
4	199,25	- 27 714 818,14
5	0,778	9 999 566,195

Результаты проведенных расчетов показали возникновение явления кавитации, что позволяет рекомендовать разработаное устройство для улучшения качества тампонажных суспензий, основанное на следующих физических процессах: турбулизация потока и явлении кавитации.

Данное устройство необходимо применять для приготовления тампонажных растворов из лежалых цементов, отличающихся неоднородностью, неудовлетворительной подвижностью, крайне низкими технологическими и изоляционными свойствами, а также при использовании различных химических реагентов, что позволит улучшить следующие параметры тампонажной суспензии: увеличение растекаемости цементной суспензии, снижение водоотдачи цементной суспензии, снижение сроков начала и конца схватывания цементной суспензии, уменьшение среднего размера частиц, улучшение адгезионных свойств цементного камня с металлом, улучшение прочностных свойств цементного камня.

Список используемых источников информации:

1. Буровые промывочные и тампонажные растворы / Под ред. А.И. Булатова. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
2. Теория и практика заканчивания скважин / Под ред. П.П. Макаренко. – М.: Недра, 1997-1998. – Т. 1-5.

3. Скважинная добыча нефти / Под ред. И Т.Мищенко. - М.: Нефть и газ, 2003, 816 с.
4. Управление свойствами буровых растворов / Под ред. Я.А. Рябченко. – М.: Недра, 1990, 497 с.
5. Заканчивание скважин / Под ред. Е.М. Соловьева. – М.: Недра, 1979. – 572 с.
6. Истечение жидкости через насадки в среды с противодавлением / Б.Н. Сиов.-М. :Машиностроение», 1967.-140 с

МОДУЛЬ «НОРМАТИВ» ИС «БУРЕНИЕ» КАК ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ РАБОТ

Паторов А.А. *PatorovAA@samnipi.rosneft.ru*
Лунин Е.А.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация.
В качестве одного из способов оптимизации затрат и повышения качества проводимых работ в процессе строительства скважин рассматривается возможность организации контроля за потерей времени, что позволяет работа в модуле «Норматив», который создан на базе ИС «Бурение». Описаны задачи модуля «Норматив» и его возможности. Показано, как работа в модуле «Норматив» позволит оптимизировать и нормировать время выполнения основных операций при строительстве скважин.

Ключевые слова:
Строительство скважин, ИС «Бурение», системный комплекс «Удаленный мониторинг бурения» (УМБ), модуль «Норматив», нормирование времени операций в бурении скважин, композитная скважина.

Abstract.
The possibility of organizing control over the loss of time is being considered as one of the options to optimize costs and improve the quality of work performed during well construction process. Work in the "Normativ" module that has been created on the basis of the "Burenie" informational system provides the option to organize the above control. Objectives and capabilities of the "Normativ" module have been described in the article. It is shown how the work in the "Normativ" module will allow user to optimize and normalize the time spent on performance of the main operations during well construction.

Key words:
Well construction, «Burenie» (Drilling) informational system, «Udalenniy monitoring bureniya» (Remote drilling monitoring) system complex (UMB), «Normativ» module, well drilling operation time measurement, composite well.

В нефтегазовой отрасли при строительстве скважин стоимость и эффективность буровых работ во многом определяют возможности обществ группы Компаний,

поэтому актуальным направлением становится оптимизация затрат, повышение качества проводимых работ, а также импортозамещение.

Задача оптимизации затрат и повышения качества проводимых работ решаема при организации жесткого контроля. Реализация такого контроля требует создания единого информационного пространства. В 2018 году в компании реализован проект по созданию модуля «Норматив» на базе ИС «Бурение», который работает с диаграммами станции ГТИ.

Передача информации выстроена таким образом, чтобы охватить все общества группы Компаний. Данные от датчиков станций ГТИ посредством системных комплексов «Удаленный мониторинг бурения» (УМБ), установленных на буровых, поступают на сервер компании, далее специалистами ООО «СамараНИПИнефть» проводится анализ в модуле «Норматив».

Задачами модуля «Норматив» являются:

– нормирование времени операций, производимых в процессе бурения скважин;

– выявление сверхнормативного времени (СНВ);

– выявление скрытого непроизводительного времени (СНПВ);

– построение графиков лучшей композитной скважины (ЛКС);

– формирование базы знаний по скрытым потерям.

Для нормирования времени операций, производимых в процессе бурения скважин, исходным материалом для работы в модуле являются данные с датчиков станций ГТИ.

Разработка норм времени (работа с материалами по ранее пробуренным скважинам) делится на три этапа:

– обработка, маркировка, первичная проверка качества диаграмм ГТИ;

– классификация данных;

– определение целей (норм) на проводимые операции. Для каждого вида операций устанавливается своя адекватная цель (норма), в зависимости от которой рассчитываются СНПВ и СНВ по каждой операции. Цель рассчитывается математическим методом, который наиболее точно отражает истинное время проведения операции.

Основной проблемой является выявление СНПВ и СНВ в проводимых операциях. С данной задачей успешно справляется модуль «Норматив». Участникам процесса строительства скважины кажется, что проводимая операция выполняется максимально эффективно, однако при детальном рассмотрении оказывается, что данная операция может быть улучшена за счет контроля эффективности подрядных организаций. На рис. 1 отображены СНПВ и СНВ, выявленные модулем «Норматив».

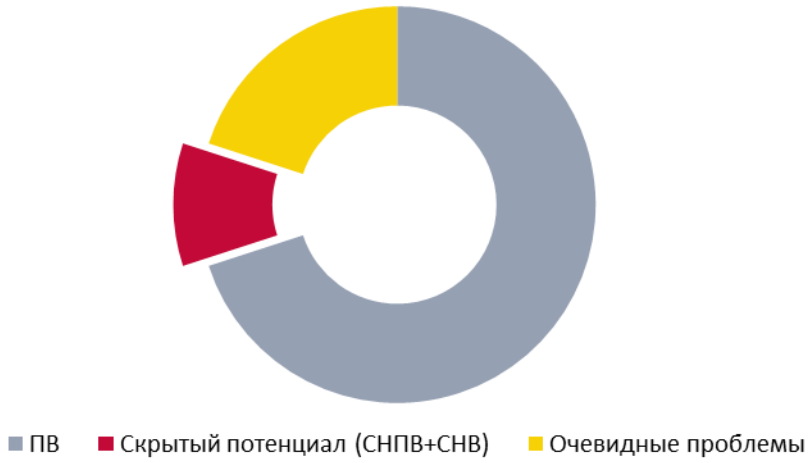


Рис.1. Распределение времени

В модуле «Норматив» проводится точное измерение времени, затраченного на выполнение каждой операции. Эти данные визуализируются различными методами, но наиболее интуитивно понятным из них является построение игольчатой диаграммы.

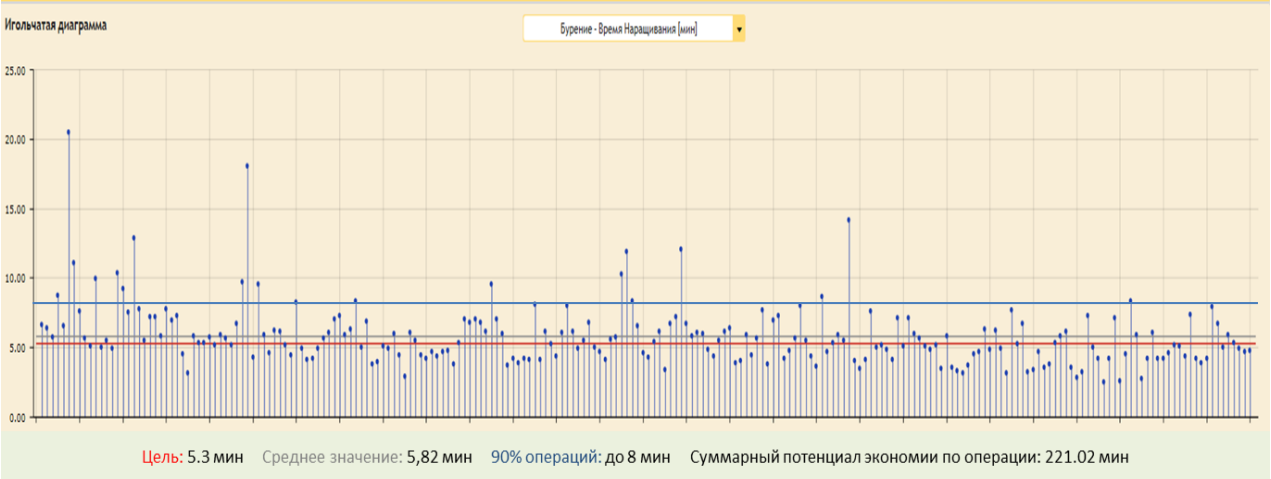
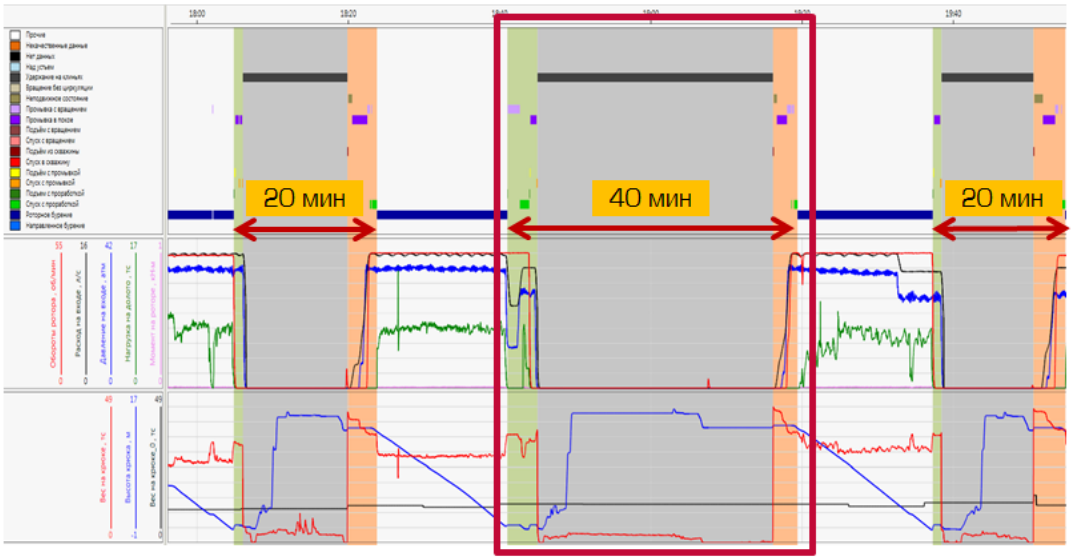


Рис.2. Пример графика с выбранной операцией «Наращивание во время бурения» (игольчатая диаграмма)

На рис. 2 приведен пример графика с выбранной операцией «Наращивание во время бурения». Каждая операция изображена в виде «иголки» с указанием ее фактической продолжительности на вертикальной оси. Красная линия – это цель, которая определяется математическим методом на основании анализа, проведенного в модуле «Норматив» (условная норма), – к ней нужно стремиться. Синей линией показана граница времени, в которую укладываются 90 % случаев анализируемых операций. Все операции, находящиеся в диапазоне от красной линии (цели) до синей, принимаются как СНВ. Значения операций, превышающие 90 % случаев (более 8 мин), являются иными работами, не относящимися к проводимой операции (СНПВ). Пример выявления СНПВ показан на рис. 3.



108	13.12.18	18:05	18:25	2	465	465	Наращивание
109	13.12.18	18:25	18:35	2	465	477	Бурение / На обсадной колонне
110	13.12.18	18:35	19:20	2	477	477	Наращивание **45 мин**
111	13.12.18	19:20	19:35	2	477	489	Бурение / На обсадной колонне
112	13.12.18	19:35	19:55	2	489	489	Наращивание

Рис.3. Выявление СНПВ

В результате проведенного анализа по одному из обществ группы определена цель на операцию «Наращивание при бурении на обсадной колонне» – 20 минут.

При детальном рассмотрении диаграммы в одном из наращиваний видна длительная остановка в работе, которая свидетельствует о возможном проведении в это время иных работ, не относящихся к проводимой операции, или простое. Супервайзер это не указал и отметил данное наращивание как производительное в течение 45 мин.

Модуль «Норматив» предоставляет более подробную и точную информацию о произведенных операциях на буровой, исключая округление баланса времени (человеческий фактор).

Следующим компонентом модуля является построение графика ЛКС на основе анализа времени бурения отдельных типовых скважин. Композитная скважина составляется из участков с минимальным затраченным временем (рис. 4).

Рис.4. График ЛКС

Модуль «Норматив» активно развивается и совершенствуется для более детального и углубленного анализа по следующим направлениям:
– расширение списка видов операций;
– работа с многоствольными скважинами;
– контроль эффективности работ, выполняемых дневной/ночной вахтой;
– возможность сравнения разных буровых установок на предмет эффективности по одному определенному набору операций.
Также перед разработчиком поставлена задача обеспечения возможности формирования ЛКС продвинутым методом, при котором композитная скважина будет формироваться с использованием лучшего времени выполнения отдельных операций и лучших механических скоростей. Специалистами ООО «СамараНИПИнефть» осуществляется контроль за модернизацией модуля, а также проводится тестирование и согласование внесения изменений и доработок программы.
В результате анализа ряда скважин в модуле «Норматив» были выявлены скрытые потери в проводимых операциях по анализируемым скважинам, которые составили 6,2 %, или 4 суток (рис. 5).

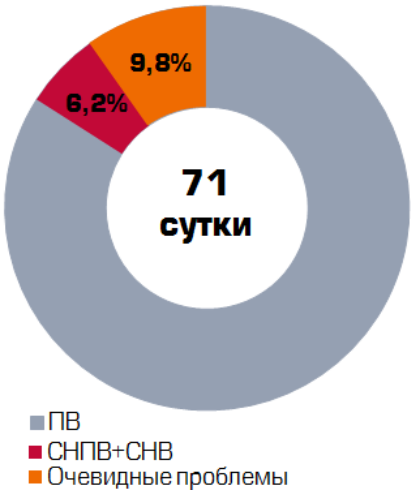


Рис.5. Баланс времени: выявление СНПВ

НПВ, передаваемое супервайзером и подрядными организациями по проанализированным скважинам, в среднем составляет 9,8 % (7 суток). Дополнительно выявленный с помощью модуля «Норматив» потенциал составляет 6,2 % – это сумма СНВ и СНПВ, рассчитанных от установленной цели (условной нормы) на проводимые операции. В итоге при оптимизации строительства скважин можно достигнуть потенциала в 16 % вместо изначально обозначенных 9,8 %.

По анализируемому ОГ на 2019 год запланировано 2400 суток бурения. При реализации выявленного с помощью модуля «Норматив» потенциала экономии в количестве 6,2 % получим дополнительно до 148 суток экономии в год.

Вывод

Работа в модуле «Норматив» позволит оптимизировать и нормировать время выполнения основных операций на буровых имеющимися ресурсами в краткосрочной перспективе без привлечения дополнительного персонала и дорогостоящего оборудования на буровой за счет оптимизации работы буровых бригад и повышения эффективности использования бурового оборудования. Выявленный с помощью модуля «Норматив» потенциал экономии в масштабах Компании будет весьма высоким и приведет к снижению затрат денежных средств заказчика на строительство скважин.

ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН И КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С УЧЕТОМ ПЛАНИРУЕМОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Худяков А.В. *KhudyakovAV@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В статье описан новый подход к выбору оптимального расположения скважин и кустовых площадок на месторождении с учетом планируемой инфраструктуры за счет подключения службы бурения на этапе планирования обустройства месторождения. Показана схема взаимодействия между службами и подробно рассмотрена роль службы бурения с конкретными примерами.

Ключевые слова: устье скважины, кустовая площадка (КП), профиль скважины, оптимизация, строительство скважины.

Abstract

The article describes a new approach to the selection of the optimal location of wells and well pads at the field, taking into account the planned infrastructure by involving of the drilling service department at the planning stage of the field development. The diagram of interaction between service departments is shown, detailed description of the drilling service department role is considered and specific examples are given.

Keywords: well head, well pad, well profile, optimization, well construction.

Бурение является наиболее затратной частью строительства скважин. Несмотря на это существующий механизм выбора схемы разбуривания месторождения и определения устья скважин не предусматривает технико-технологическую проработку. Это проблема многих нефтедобывающих компаний.

В настоящее время во многих нефтегазодобывающих компаниях отсутствует взаимодействие между техническими и геологическими службами в части определения оптимальных траекторий скважин, как на этапе планирования разработки месторождения, так и в процессе строительства скважин.

В данной статье рассматривается новый комплексный подход к данному вопросу, заключающийся в проведении технической оценки возможности бурения скважин до начала выполнения работ по проектированию обустройства месторождения.

Это позволит наладить взаимопонимание между службами, с точки зрения бурения подобрать реализуемые траектории скважин, а значит минимизировать осложнения, повысить эффективность работ, уменьшив случаи, когда площадка уже спроектирована, а профиль оказывается не реализуем, и, наконец, положительно повлиять на конечную стоимость бурения.

Как правило, к вопросам выбора местоположения устьев скважин, кустовых площадок (КП) и схем раскустования на месторождении традиционно подходят с позиции приоритета геологической службы. Первоначально определяются геологические цели бурения, после чего выбирается участок местности, с которого будет производиться бурение. Далее разрабатывается «Проект обустройства месторождения», в котором не учитываются технологические аспекты строительства скважин. Представители технологических служб бурения, которые непосредственно осуществляют процесс проектирования строительства скважины, на данном этапе к этому процессу не привлечены (рис. 1). [1]

Рис.1. – Существующая схема взаимодействия при раскустовании месторождения

Если рассматривать куст, как общую площадку для множества целей, то его стараются расположить равноудаленно от геологических целей (северный вариант). При расположении кустовой площадки для одиночной цели глубокая технологическая оценка вовсе не проводится. На практике же, при окончательном выборе положения устья скважины (кустовой площадки), сталкиваются со множеством ограничений по подбору наилучшего положения устья скважин, таких как рельеф местности, природоохранные зоны и т. д. Таким образом, выбор расположения устья скважин и кустовых площадок планируется без учета оценки технической возможности строительства и рисков при их бурении. [2]

В результате проектировщик вынужден строить профиль скважины на основании вводных данных по неоптимальному варианту. В частности, для выхода с заданного устья на проектные цели приходится осуществлять бурение по сложно реализуемым профилям, характеризующимися:

- большим азимутальным разворотом траектории (до 180 градусов);
- увеличением отхода для выхода на проектные цели;
- необходимостью бурения горизонтальных скважин на близкорасположенные к устью цели, вследствие чего получается профиль с обратным отходом.

С технической точки зрения в результате бурения скважин по «неоптимальному» профилю возникают следующие проблемы и осложнения:

- Недохождение нагрузки на долото, вследствие возникновения изгиба бурильной колонны («баклинг-эффект»).

Отрицательна сторона – снижение механической скорости, по причине не доведения необходимой нагрузки на долото;

- Увеличение крутящего момента и осевых нагрузок на бурильный инструмент и элементы КНБК, повышение усталостного износа бурильного инструмента, а также повышение риска недоспуска обсадной колонны (ОК) и преждевременный износ эксплуатационного оборудования.

Отрицательная сторона – высокий риск получения аварии вследствие преждевременного износа и слома бурильного инструмента;

- Ухудшение очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Отрицательная сторона – увеличение риска прихватов инструмента и компоновки низа бурильной колонны (КНБК), дополнительные промывки, технические спуско-подъемные операции (СПО) для очистки ствола скважины.

Полученные осложнения увеличивают сроки и стоимость строительства скважин.

Специалистами ООО «СамараНИПИнефть» предложен новый комплексный подход к планированию разработки месторождений, заключающийся в технической оценке бурения скважин до начала выполнения работ по проектированию обустройства месторождений.

Службы, вовлеченные в процесс:

- Геолого-исследовательские работы (ГИР);
- Служба бурения;

- Проектно-изыскательные работы (ПИР);
- Концептуальное проектирование (КП);
- Служба энергетики;
- Экология и специальные разделы.

Такой подход позволяет оценить техническую возможность строительства скважины на геологические цели и оптимизировать расположение устьев скважин (кустовых площадок), учитывая наличие объектов наземной инфраструктуры и особенностей рельефа. Это дает возможность осуществлять планирование и обустройство кустовых площадок исходя из оптимального расположения каждой скважины относительно проектных целей. По результатам выполненной работы Заказчик до начала этапа разработки проектной документации на строительство скважин имеет полноценную картину их технической реализации.

Предпроектная техническая оценка включает в себя следующие этапы:

- разработку оптимального профиля каждой скважины с учетом геологических и технологических рисков;
- оптимизацию расположения кустовых площадок (КП) на месторождении;
- оптимизацию очередности бурения скважин на КП (северный вариант);
- техническую оценку возможности бурения скважины до начала проекта обустройства КП;
- предварительное планирование необходимых технологических решений, выбор бурового и технологического оборудования.

Порядок взаимодействия между службами показан на рисунке 2.

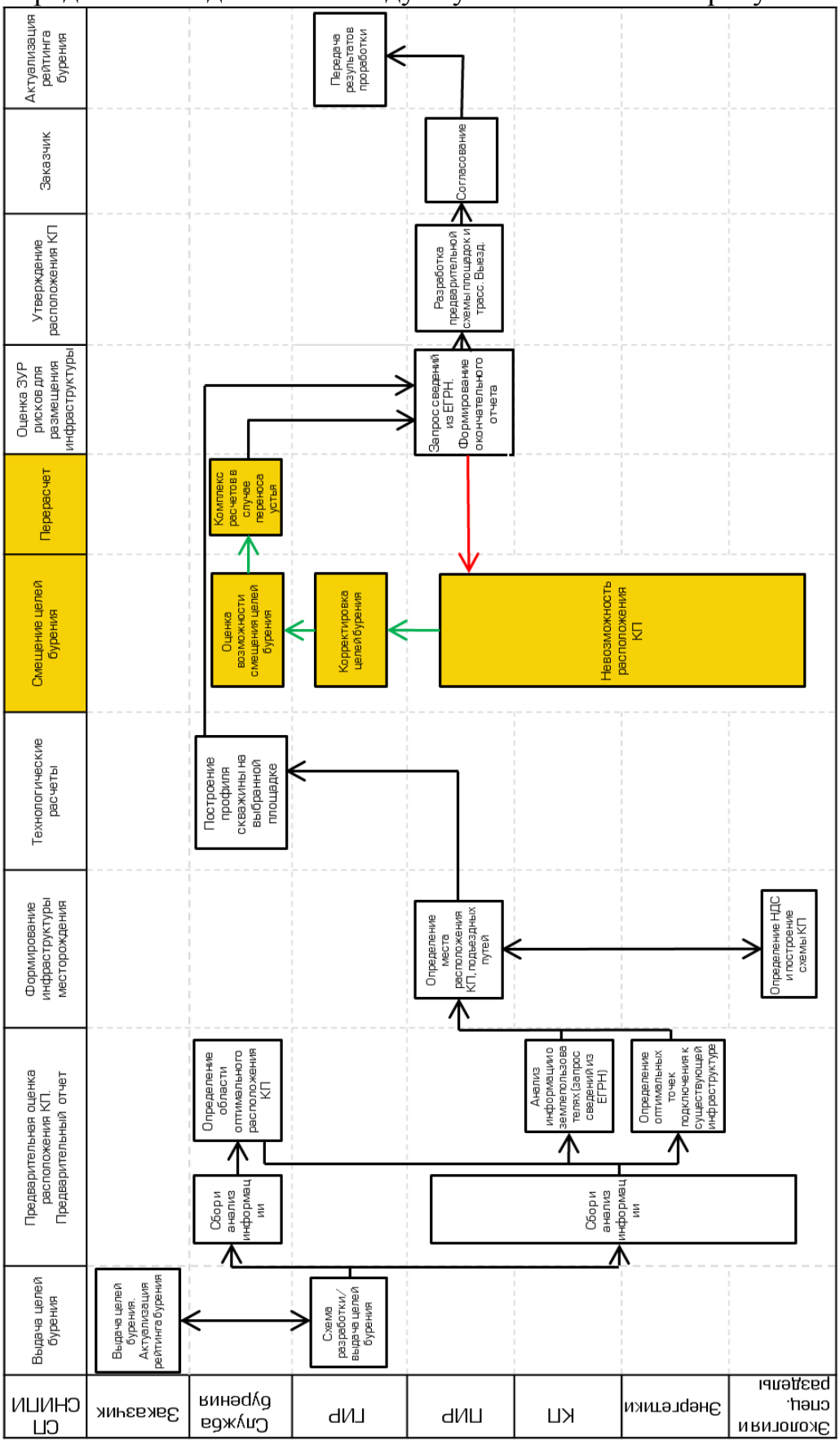


Рис.2. – Предлагаемая схема взаимодействия между службами

Закладывая горизонтальные скважины, следует понимать, что они чаще всего имеют высокий индекс сложности бурения (DDI). Если профиль скважины еще и с обратным отходом, то этот показатель достигает максимального значения (рис. 3). Таким образом, устье скважины крайне нежелательно располагать близко к целям бурения ввиду возможности профиля с обратным отходом или, наоборот, слишком далеко от целей бурения ввиду увеличения протяженности ствола скважины. Предварительно нельзя учесть эти факторы, а цена ошибки определяется возникающими в последствии осложнениями и авариями, что, в свою очередь, увеличит сроки и, следовательно, стоимость строительства скважины. Именно поэтому требуется проведение расчетов по оптимизации профиля скважин с помощью специализированного программного обеспечения.

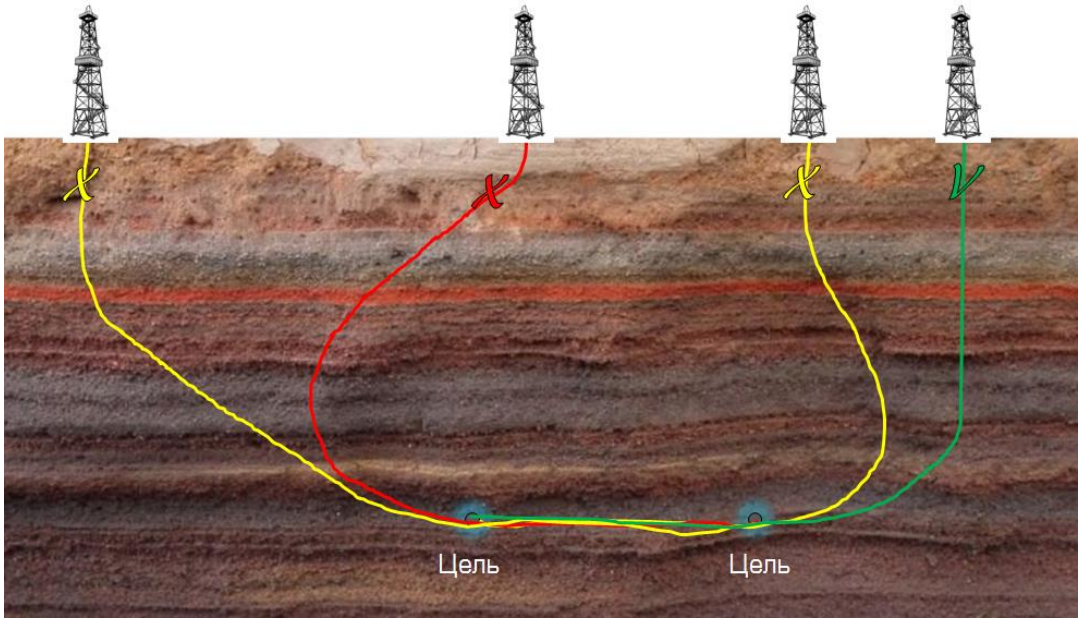


Рис.3. – Варианты построения горизонтального профиля

Разработанная схема взаимодействия была апробирована на пилотном проекте, в котором были задействованы все заинтересованные службы.
Результатом стал не только выбор оптимального расположения устья скважины, но и подтверждение реализуемости предлагаемой схемы.
Приведем пример, когда нужно подобрать месторасположение КП для двух скважин (скважины № 100 и № 200). Для этого в первую очередь определяется область возможного расположения устья каждой скважины по отдельности. Таким образом, выполняется построение профилей, учитывая геологические риски, области ранее пробуренных скважин, оценку рисков пересечения траекторий скважин. Далее производится оценка технической возможности бурения скважины.
В итоге подбирается максимально возможное расстояние от цели до устья, при котором профиль будет реализуемый. На рисунках 4 и 5 приведены наглядные результаты проделанной работы.

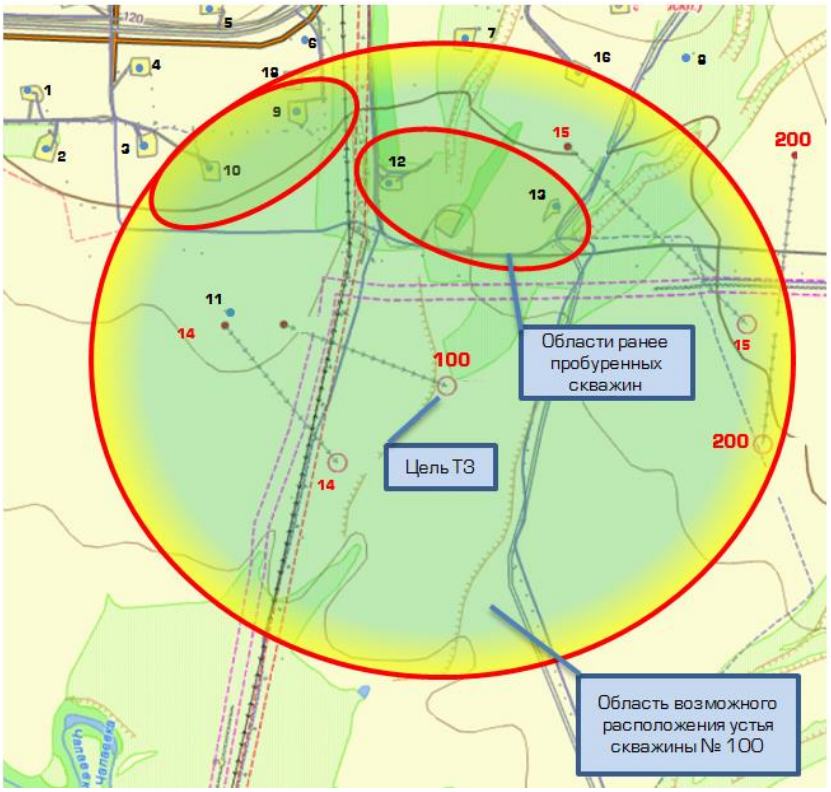


Рис.4. – Область возможного расположения устья скважины № 100

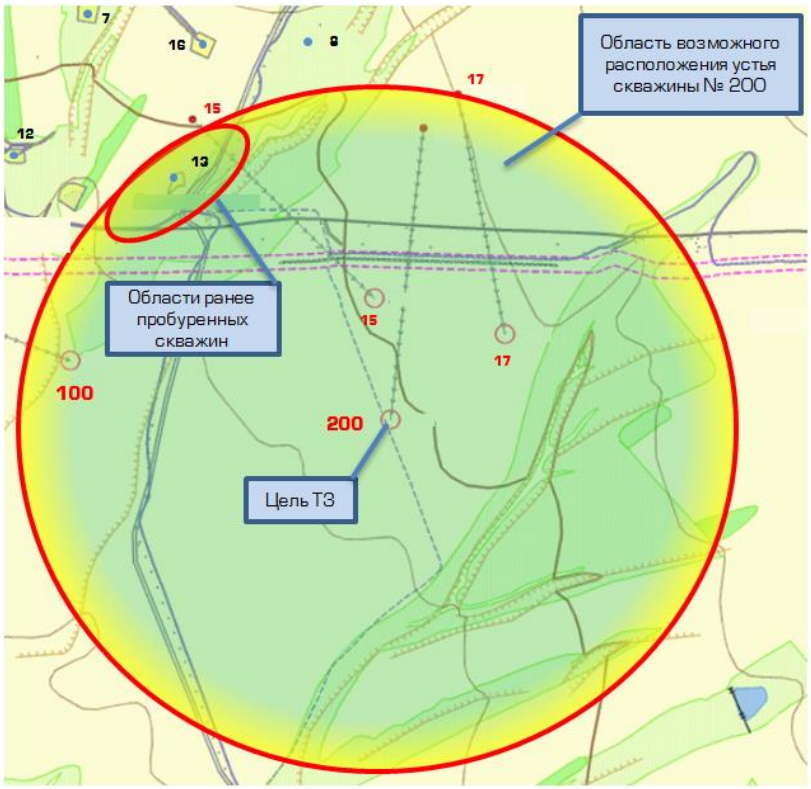


Рис.5. – Область возможного расположения устья скважины № 200

Следующим шагом определяется область, где возможно расположение общей КП для двух скважин (рис. 6).

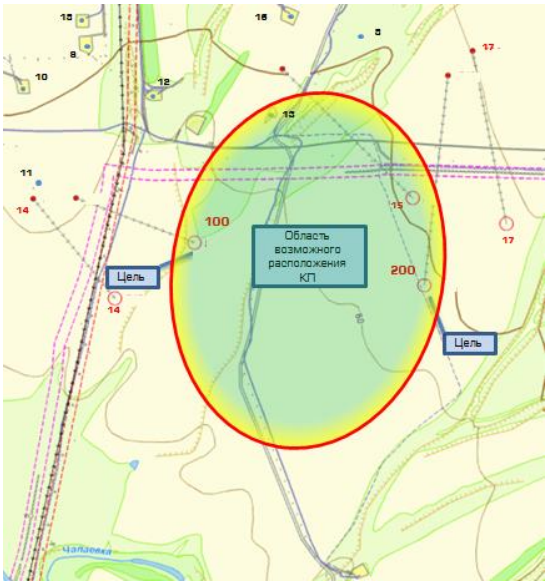


Рис.6. – Область возможного расположения КП

Далее готовится отчет, содержащий области возможного расположения устьев и оценку технической возможности бурения по самой сложной скважине, который передается другим службам для выбора окончательного местоположения КП.

После того, как будут выбраны координаты местоположения КП, служба бурения формирует отчет с рабочими вариантами профилей, рекомендациями, описанием возможных рисков и оценкой технической возможности бурения каждой скважины (табл. 1 и табл. 2).

Таблица 1.

Матрица оценки рисков бурения

№ скв.	Глубина скважины	Максимальный зенитный угол	Вид профиля скважины	Риск столкновения со скважинами	Профиль с обратным отходом	Примечания
Вариант 1 (2 КП)						
100	2963,9	19	J	-	-	
200	3119,9	30	J	-	-	
Вариант 2 (1 КП)						
100	3013,4	21,97	J	со скв. №18	-	1. Скважина имеет незначительное удлинение 2. Риск пересечения со скважиной №18
200	3195,8	33,9	J	со скв. №18	-	1. Скважина имеет незначительное удлинение 2. Риск пересечения со скважиной №18

Таблица 2.

Оценка технической возможности бурения

№ скв.	**Глубина скважины**	**Максимальный зенитный угол**	Индекс сложности бурения (DDI)	Заключение
100	30134	21,97	5,28	Технически реализуема
200	3195,8	33,9	5,38	Технически реализуема

Стоит отметить, что предлагаемая схема взаимодействия между службами обеспечивает значительное сокращение расходов. Экономический эффект в каждом конкретном случае будет зависеть от особенностей строительства конкретной скважины за счет снижения рисков возникновения осложнений. [3]

Разработанный комплексный подход к системе разработки месторождения позволяет выбрать оптимальный вариант траектории скважины, количество и очередность бурения скважин на кустовой площадке. Учитывая, что данная оценка проводится на начальном этапе проектирования разработки месторождения, становится возможным предупредить риски аварий и осложнений в бурении, минимизировать расходы на обустройство и эксплуатацию месторождения и положительно повлиять на стоимость строительства скважин за счёт сокращения сроков бурения.

Предлагаемый подход позволяет оптимизировать капитальные затраты при формировании схем раскустования на этапе проектирования разработки месторождения и грамотно планировать весь цикл работ по скважине от обустройства КП до размещения объектов сбора и транспортировки нефти и газа.

Список используемых источников информации:

1. М.В. Петров, А.А. Ильясов, А.В. Ефимов, М.Е. Коваль. Предпроектная техническая оценка возможности строительства скважин и оптимизация расположения кустовых площадок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – С. 5-10.
2. Нестерова Т.Н., Поздеев И.А. Проектирование и оптимизация траекторий скважин месторождения// Бурение и нефть. - №6. - 2015.
3. А.Ф. Можчиль, С.В. Третьяков, Д.Е. Дмитриев, Н.З. Гильмутдинова, С.В. Есипов, А.А. Карачев. ООО «Газпромнефть НТЦ»). Технико-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании. // Нефтяное хозяйство. - №10. – 2016.

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Железников Д.П. *dmitriy.zheleznikov@gmail.com*
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Коми

Аннотация
В работе предлагаются решения по снижению непроизводительного времени при строительстве скважин. Рассмотрены методики, применяемые при бережливом производстве. Предложены мероприятия для достижения технического предела при бурении скважин.
Ключевые слова: бережливое производство, техничекий предел, непроизводительное время.
Abstract
The paper proposes solutions to reduce non-productive time during well construction. The techniques used in lean manufacturing are considered. Measures are proposed to achieve the technical limit when drilling wells.
Keywords: lean manufacturing, technical limit, non-productive time.
Для успешной реализации проектов по оптимизации процессов строительства нефтяных и газовых скважин, всем участвующими в проекте сторонам необходимо понимание и умение пользоваться на практике инструментарием бережливого производства. Инженеры по бурению - полевые супервайзеры являются одной из основных движущих сил проектов по повышению эффективности строительства скважин, и именно поэтому для них важно знание ключевых принципов и методик так называемого «технического предела».
Принцип «Технического предела» при бурении скважин — этакий кайдзен в нефтедобыче — начал активно применяться мировыми лидерами отрасли еще в середине 1990-х. В его основе лежит стремление не просто сократить сроки бурения за счет точечных улучшений, а найти идеальную скважину с оптимальным соотношением цены и качества и с минимальными сроками бурения и стараться все скважины строить как идеальные. В нынешних условиях, когда цены на нефть заставляют использовать все возможные способы сэкономить, «Техпредел» становится универсальным инструментом, тем более эффективным, что в таком капиталоемком процессе, как бурение, около 70% затрат — временно-зависимые. И, соответственно, сокращение сроков бурения в большинстве случаев влечет за собой существенную экономию средств, повышение эффективности всей нефтедобычи
И если говорить о времени производства работ по строительству скважин, то существует производительное и непроизводительное время см. рис 1.

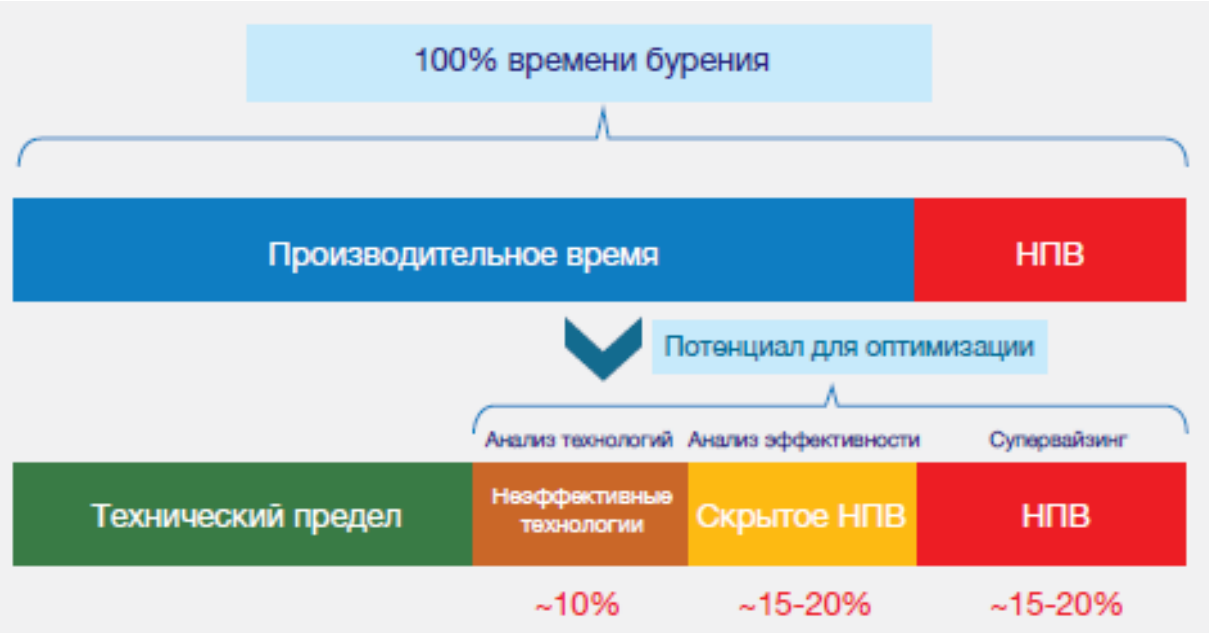


Рис.1. Время строительства скважин

Отсюда экономия затрат времени возможно путем оптимизации как производительного, так и не производительного времени (НПВ).

Традиционно НПВ состоит из двух частей: видимое НПВ, такое как аварии, простои, инциденты. Эта часть – на поверхности, и её в первую очередь адресуют в работе по повышению эффективности. Вторая часть – скрытое НПВ. Всем кажется, что процесс или операция выполняются максимально эффективно, в максимально короткий срок. Хотя при детальном рассмотрении оказывается, что эффективность может быть значительно повышена.

Методология бережливого производства в бурении состоит из несколько составляющих:

- эффективное планирование, позволяющее выполнять работу правильно с первого раза;
- стабильное выполнение задач, основанное на лучшем практическом опыте;
- регулярная оценка производственных показателей для определения потенциала и возможностей;
- постоянный анализ и работа над ошибками;
- своевременную обратную связь для четкого понимания процесса выполнения работ;
- развитие у руководителей лидерских качеств, проявление которых являются ключевым элементом успеха любого дела.

А оптимизация процесса проведения (план-программы) включает в себя следующие основные элементы:

- организация встречи в офисе заказчика, обсуждение и сбор информации о существующем положении дел.
- оценка ситуации на буровой площадке.

- составление операционного плана для разработки графика глубина-день, согласно, максимальных реальных возможностей оборудования и подрядчиков, будет сделана выборка самых лучших показателей для всех видов операций при строительстве разных скважин.
- анализ произошедших аварий из-за человеческого фактора, исходя из этого анализа, разработать схему коммуникации и зоны ответственности на рабочем месте.
- разработка графика глубина- день.
- проведение совещаний «Бурение на бумаге», конспектирование всех временных показателей на операционную деятельность.
- проведение совещаний «Бурение на бумаге» на месторождении, конспектирование всех временных показателей на операционную деятельность.
- в процессе операционной деятельности, производство контроля за выполнением всех законспектированных временных затрат на каждую отдельную операцию.
- анализ проведенных работ по окончанию строительства скважины и выдача рекомендаций по дальнейшему улучшению.

Опыт внедрения инструментов бережливого производства показал [1], сокращение сроков бурения скважин в среднем на 15%, что уже помогло сэкономить около 400 станко-суток бурения. За это время буровые бригады поставили несколько рекордов.

Как показала практика инструменты бережливого производства возможно использовать как на краткосрочных проектах при бурении одной скважин, так и перенести этот опыт для проведения широкомасштабных работ и построения работ на уровне компании в целом.

Список используемых источников информации:

1 «Газпром нефть» запускает масштабную программу повышения эффективности бурения / журнал ROGTEC № 43 , 2015 г., с. 38-50.

2. Технический предел – проект повышения эффективности бурения/ С.В. Погадаев, А.О. Соболев В.А. Карсаков, К.В. Кулаков / журнал Нефтяное хозяйство, декабрь 2015 г., с. 28-29.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ШЛАМОВОГО АМБАРА НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ

Коваль М.Е. *KovalME@samnipi.rosneft.ru*
Богаткин С.В. *BogatkinSV@samnipi.rosneft.ru*
Ахполов Д.А. *AkhpolovDA@samnipi.rosneft.ru*
Корнеева О.А. *KorneevaOA@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
Согласно стратегии «Роснефть – 2022» Компания должна придерживаться лидерских позиций в мире в области обеспечения безаварийной производственной деятельности. В статье рассматриваются виды воздействия шламового амбара на многолетнемерзлые грунты (ММГ) с предложением возможных путей решения проблемы для минимизации воздействия на окружающую среду и сохранения безопасного производственного процесса.
Ключевые слова: бурение, шламовый амбар, многолетнемерзлые грунты, растепление ММГ, кустовая площадка, площадка строительства скважины.
Abstract
According to the Rosneft-2022 strategy, the Company must hold a world leading position in terms of ensuring the accident-free production activities. The types of impact of a sludge pits on permafrost soils with proposed possible solutions to minimize the impact on the environment and maintain a safe production process are reviewed in the article.
Key words: drilling, sludge pit, permafrost soils, permafrost thaw, well pad, well construction site

Размещение шламовых амбаров на многолетнемерзлые грунты (ММГ) требует специального подхода в выборе мероприятий для сохранения экологической безопасности. Шламовый амбар является объектом долгосрочного использования и захоронения, а также частью кустовой площадки (КП) нефтяных добывающих скважин, поэтому корректность выбора технологии строительства шламового амбара влияет на экологическую безопасность и экономические затраты по инженерной подготовке КП.

Научный интерес к этой проблеме обусловлен последними объективными климатическими индикаторами. Анализ изменения климата Восточной Сибири за 1976-2018 гг. показал, что среднегодовая температура повышалась со скоростью 0,4-0,8°/10 лет [1]. В Восточной Сибири в связи с изменением климата главной проблемой является деградация многолетнемерзлых грунтов [2]. Она ведет к уменьшению несущей способности земляного основания и активизирует геоморфологические процессы, представляющие угрозу для инфраструктуры [1].

Кустовая площадка представляет собой комплекс сооружений и оборудования для обеспечения строительства нефтяных скважин и организации процесса добычи нефти. Строительство КП влечет за собой

изменение природного ландшафта территории, которое связано с вырубкой деревьев, кустарников и другой растительности, разработкой грунтов при планировке, рытьем траншей и амбаров. Любое вмешательство в естественное состояние ММГ, находящихся в основании разрабатываемой поверхности, влечет за собой изменения естественной структуры. Это обусловлено высокой чувствительностью ММГ к любому техногенному воздействию, а так же к изменению климата. Интенсивное техногенное воздействие на ММГ, в том числе и в процессе эксплуатации размещенного на площадке оборудования, может привести к оттаиванию и осадке грунтового массива. Протаивание ММГ может вызвать проседание КП и разрушение фундаментов.

Также в результате оттаивания пород может произойти изменение режима подземных вод, который в свою очередь может повлиять на гидрогеологические условия участка производства работ.

Существует два принципа строительства сооружений на многолетнемерзлых грунтах и использования их в качестве основания: принцип I - многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом или промораживаемом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения; принцип II - многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения) [3].

Выбор принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, а также способов и средств, необходимых для обеспечения принятого в проекте температурного режима грунтов, следует производить на основании сравнительных технико-экономических расчетов. Зачастую, теплотехнический расчет отсыпки кустовой площадки с ММГ не учитывает наличие и влияние шламового амбара, что крайне необходимо в связи с тем, что шламовый амбар, в отличие от временного накопителя отходов бурения, является объектом долгосрочного использования и захоронения, и эксплуатируется на протяжении строительства всех скважин на кустовой площадке. При таких условиях эксплуатации шламовый амбар является объектом капитального строительства, применяемые к нему защитные технологии должны обладать надежными свойствами, а при проектировании проводиться теплотехнические расчеты.

Принципы передачи тепла от шламового амбара ММГ недостаточно изучены. В первую очередь они определяются конструкцией шламового амбара, а так же условиями эксплуатации. Наполнение амбаров буровым шламом (БШ), буровыми сточными водами (БСВ) и отработанным буровым раствором (ОБР) происходит поэтапно, по мере бурения скважин на кустовой площадке. За это время дно и стенки шламового амбара, покрытые гидроизоляционным материалом, подвергаются подогреву солнечными лучами с внешней стороны, что может повлиять на величину растепления ММГ и изменения надмерзлотных и подмерзлотных слоев. БШ, ОБР и БСВ

также имеют положительную температуру, особенно в летнее время, не успевая остывать, что может также негативно отразиться на чувствительных к температурным воздействиям ММГ. В зимнее время необходимо отметить возможное отсутствие снежного покрова в амбаре в зоне распространения ММГ. Изменение параметров снежного покрова приводит к промерзанию или оттаиванию грунтов оснований без дополнительных тепловых воздействий [4].

Конструкция шламового амбара в своем разрезе должна иметь подстилающий слой из песка под гидроизоляционным материалом и защитный слой из песка над гидроизоляционным материалом не только для защиты гидроизоляции от механических воздействий, но и от температурного воздействия. Пример общего вида конструкции шламового амбара показан на рисунке 1.

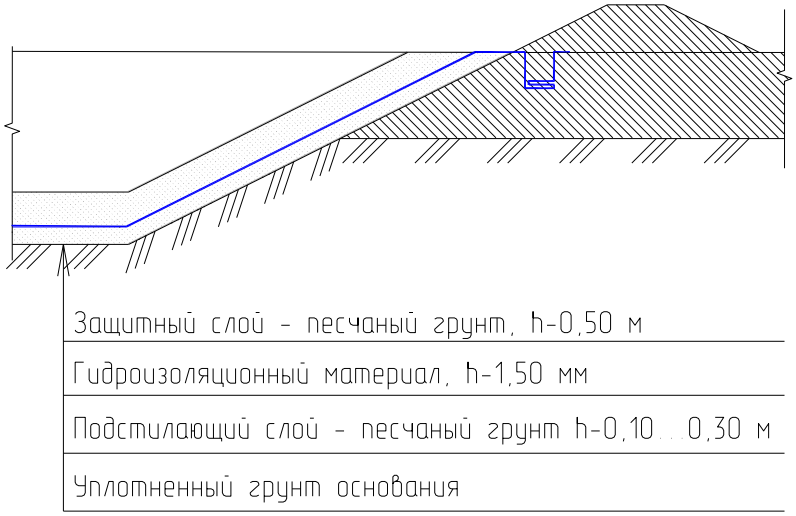


Рис.1. Пример общего вида конструкции шламового амбара

Величина подстилающего и защитного слоя регламентируется [5], либо она должна определяться теплотехническим расчетом. Проведение теплотехнического расчета воздействия шламового амбара на ММГ позволит определить оптимальную технологию строительства амбара и подобрать необходимые материалы.

Шламовый амбар используется в качестве объекта захоронения отходов бурения, обезвреженных по технологии нейтрализации отходов бурения IV класса опасности путем их обработки консолидирующим нетоксичным материалом. Одним из типов консолидирующих нетоксичных материалов может быть цементная пыль. Эксплуатация шламового амбара в районе распространения многолетнемерзлых грунтов и грунтовых вод с применением технологии консолидации усложняется захоронением в шламовом амбаре консолидированной массы. Площадка обустройства месторождения становится значительно меньше предшествующей ей площадки бурения и территория рекультивированного амбара с затвердевшей консолидированной массой может использоваться, например, в виде подъездной дороги. В случае нарушения гидрогеологических условий и просадки ММГ могут возникнуть серьезные и невосполнимые последствия

для экосистемы и инфраструктуры всей кустовой площадки. Восстановление объектов площадки влечет за собой дополнительные расходы. Только затраты такой статьи могут быть намного больше, чем при применении защитных мероприятий на этапе проектирования и строительства.

Таким образом, взаимодействие шламового амбара с ММГ на сегодняшний день остается мало изученной проблемой, не смотря на применение современных технических средств в виде сезонно действующих систем температурной стабилизации для приустьевой зоны и подземных трубопроводов, а также проведения расчетов величины ореола оттаивания и осадки грунта.

Корректность выбора технологии строительства шламового амбара, проведение дополнительных исследований, геотехнического мониторинга и теплотехнических расчетов позволит управлять экологическими рисками, сократить экономические затраты на строительство кустовых площадок и значительно снизить расходы на ликвидацию последствий негативного воздействия на окружающую среду

Список используемых источников информации:

1. Анисимов О.А., Жильцова Е.Л., Шаповалова К.О., Ершова А.А. Анализ индикаторов изменения климата. Часть 1. Восточная Сибирь. Метрология и гидрогеология 2019 №2.;
2. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории российской Федерации. Общее резюме. – М., Росгидромет, 2014, 58 с.;
3. СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;
4. Георгияди В.Г., Зенков Е.В. «Адаптация расчетных моделей», Научно-технологический дайджесть «Проектирование, строительство, эксплуатация на ВМГ», июль 2019 г.;
5. СН 551-82 «Инструкция по проектированию и строительству противофильтрационных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов».

СЕКЦИЯ: РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ: ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СОСТАВОВ

Рогожинский Р.А. *rogozhinskii96@mail.ru*

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

Аннотация

В работе предлагаются решения по повышению эффективности кислотных обработок с целью интенсификации добычи нефти и газа. Рассмотрены лабораторыне исследования и подбор поверхностно-активных веществ в многокомпонентный кислотный состав.

Ключевые слова: матричная кислотная обработка, исследования кислотных составов, многокомпонентный кислотный состав.

Abstract

The paper proposes solutions to improve the efficiency of acid treatments in order to intensify oil and gas production. Laboratories not research and selection of surfactants in a multicomponent acid composition are considered.

Keywords: matrix acid treatment, acid composition studies, multicomponent acid composition.

При добыче нефти как в низкопроницаемых, так и в высокопроницаемых коллекторах происходит снижение проницаемости призабойной зоны пласта. Причинами этого процесса могут быть как естественные (отложения асфальтенов, смол и парафинов, мехпримесей), так и различные технологические процессы, например, глушение скважины растворами, содержащими кольматанты [1,2]. Особенно ярко проявляют себя такие процессы в низкопроницаемых коллекторах [2].

Традиционно для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта используются различные кислотные составы с органическими, минеральными кислотами и специально подобранными добавками. Однако, несмотря на более чем столетнюю историю применения, не всегда уделяется достаточное внимание рецептурам составов, с учетом применения на конкретных объектах. Именно поэтому во многих случаях не достигаются проектные показатели по увеличению дебитов скважин.

В настоящее время актуальной задачей является разработка и промышленное использование составов, способных поддерживать кислотность в обрабатываемом высокотемпературном продуктивном пласте. Это позволяют

обеспечить химические реагенты (компоненты состава), замедляющих проходящую реакцию в пласте. При этом кислотная композиция должна все так же эффективно растворять минералы пласта.

Были проведены лабораторные испытания по скорости растворения минералов в выбранном кислотном составе. Более детально процесс описан в работе [3].

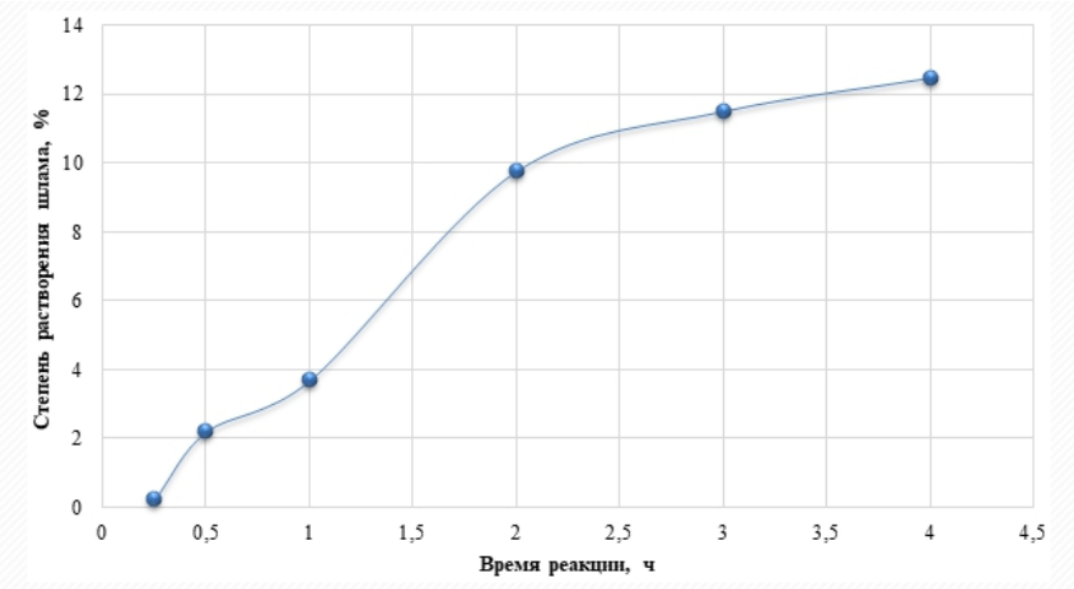


Рис.1. Зависимость убыли массы навески от времени испытания [3]

Также были проведены испытания на совместимость с нефтью. Исследовалось влияние на процесс следующих поверхностно-активных веществ: Нефтенол К СК, Люксол Х, ВВД 3т, МС-20-МПС, МЛ-80-ЕС. На рисунке 2 представлены результаты.

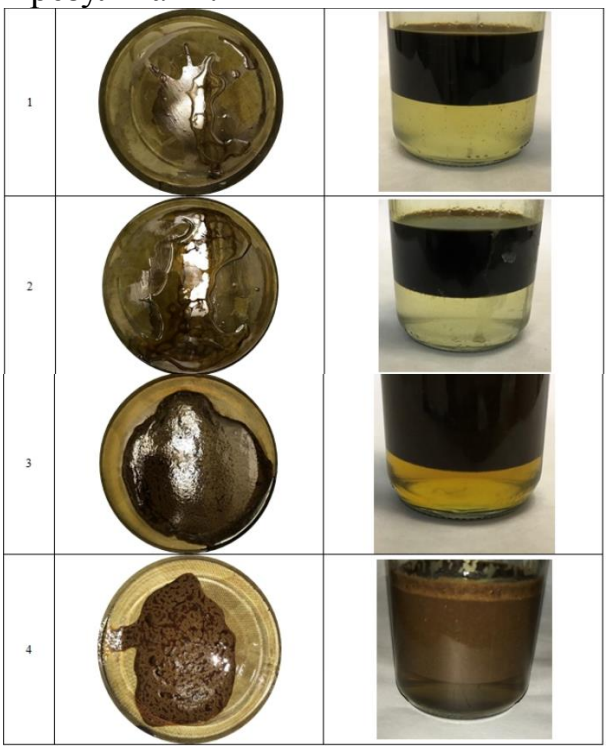


Рис.2. Тест на совместимость кислотного состава и нефти [3]

По результатам проведенных лабораторных исследований были сделаны следующие выводы:

1. Подтверждена пролонгированная реакция выбранного кислотного состава с образцами шлама объекта.
2. Проведены тесты на совместимость кислотного состава и нефти с применением различных поверхностно-активных веществ.

Список используемых источников информации:

1. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Шевчук Т.Н., Рощин П.В. Кислотная обработка призабойной зоны пласта баженовской свиты после проведения гидроразрыва пласта. Нефтяное хозяйство. 2018. № 4. С. 70-73.
2. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Национальный минерально-сырьевой университет "Горный". Санкт-Петербург, 2016
3. Рогожинский Р. А. Результаты лабораторных испытаний кислотного состава AFI пролонгированного действия для высокотемпературных полимиктовых коллекторов / Р. А. Рогожинский, В. Т. Литвин, А. М. Зиновьев и др. // Международный научно-исследовательский журнал. — 2019. — № 9 (87) Часть 1. — С. 110—115.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ CO2 В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ)

Зиганшин Р.Ш. *ziganshinrsh@samnipi.rosneft.ru*
Рощин П.В. *roschinpv@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В работе предлагаются решения по увеличению нефтеотдачи пластов. Обоснованно применение угликислого газа в сверхкритичном состоянии для месторождений Самарской области.
Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пласта, закачка углекислого газа.
Abstract
The paper proposes solutions to enhance oil recovery. The use of supercritical carbon dioxide for the fields of the Samara region is justified.
Keywords: enhanced oil recovery, carbon dioxide injection.
Активная разработка нефтяных месторождений Самарской области ведется уже несколько веков. Например, в 1717 году состоялась экспедиция доктора

Готлиба Шобера в Среднее Поволжье для исследования серных ключей в районе Сергиевска, а уже в 1929 году было положено начало «Второго Баку» (Гилаев Г.Г., Манасян А.Э и др., 2014 г.). Со временем в разработку вводились объекты, где добыча нефти на естественном режиме была невозможна. В связи с этим на месторождениях внедрялись системы поддержания пластового давления, применялись различные методы увеличения нефтеотдачи пластов и поддержания пластового давления.

Одной из перспективных технологий повышения нефтеотдачи, в том числе для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в настоящее время является применение закачки в пласты CO_2 в сверхкритическом состоянии [1,2,3]. Закачка CO_2 в пласт позволяет снизить вязкость нефти, обеспечить увеличение объема (набухание) нефти, способствовать увеличению пластового давления, снижать межфазное натяжение на границе «нефть – вода», что способствует улучшению условий вытеснения нефти из коллектора при подходящих условиях [3]. Однако, следует отметить ряд недостатков применения такого флюида: высокая коррозионная активность по отношению к металлическим изделиям (насосно-компрессорным трубам, насосам и т.д.), возможность выпадения асфальтенов, смол и парафинов из нефти. Поэтому применение такого метода увеличения нефтеотдачи требует проведения ряда предварительных лабораторных исследований и последующего гидродинамического моделирования.

Для оценки возможности применения закачки CO_2 в сверхкритическом состоянии была выполнена первичная выборка объектов по текущему пластовому давлению и температуре. Таким условиям соответствует 51 месторождение по выбранному региону. Затем был проведен последующий отбор по ряду критериев (обводненность продукции, размер объекта, его запасов и др.), что уменьшило количество приоритетных объектов до 26: 17 месторождений высоковязкой нефти и 9 с легкой нефтью.

Для одного из объектов с вязкой нефтью был проведен расчет технологического эффекта от применения CO_2 в сверхкритическом состоянии при газоциклической закачке. Для условий моделирования было установлено три критерия подбора: термобарическое состояние пласта, позволяющее CO_2 находиться в сверхкритическом состоянии, уровень нефтенасыщенности выше 25% и упругий/упруговодонапорный режим разработки объекта. Модель: залежь нефти характеризуется мощностью 3,4 м, пластовым давлением 163 атм, пластовой температурой 37°С, вязкостью нефти в пластовых условиях 49,1 сПз. При проведении моделирования было установлено, что потенциальный эффект при закачке 300-500 тонн CO_2 выражается как в увеличении стартовой суточной добычи нефти по скважине с 3 т/сут до 33,9 т/сут после закачки, так и в повышении нефтеотдачи при массовом применении циклических закачек CO_2 на объекте.

Таким образом, выполнено моделирование закачки и технологического эффекта по различным вариантам, также предложено создание специализированной бригады по газоциклическим закачкам CO_2 в добывающие скважины подходящих по критериям объектов.

Список используемых источников информации:
1. Абдулагатов И.М. Экспериментальные исследования теплофизических свойств чистых веществ и бинарных смесей, используемых в процессах сверхкритической экстракции / И.М. Абдулагатов, Х.С. Абдулкадырова, М.Н. Дадашев // Теплофизика высоких температур. – 1993. – Т. 31. – № 5. – С. 830–849.
2. J.J. Sheng, T. Cook, W. Barnes, F. Mody, M. Watson, M. Porter, H. Viswanathan, Screening of the EOR potential of a Wolfcamp shale oil reservoir, in: Paper ARMA 15-438 Presented at the 49th US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium Held in San Francisco, CA, USA, 28 June – 1 July, 2015.
3. Lobanov A.A., Zvonkov M.A., Hlan M.V., Pustova E.J., Kovalenko V.A., Zolotukhin A.B., Shhekoldin K.A., Struchkov I.A. Swelling and extraction test of heavy oil in a Russian reservoir by liquid carbon dioxide. Shiyou Kantan Yu Kaifa. 2018. T. 45. № 5. p. 861-868.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Рощин П.В. *roschinpv@samnipi.rosneft.ru*
Никитин А.В. *NikitinAV@samnipi.rosneft.ru*
Киреев И.И.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В работе предлагаются решения по интенсификации добычи нефти из высоковязких коллекторов. Обоснованно применение гидромониторного оборудования совместно с кислотными составами и растворителем на объектах с высоковязкими нефтями.
Ключевые слова: кислотная обработка, гидромониторная обработка, высоковязкая нефть.
Abstract
The paper proposes solutions for the intensification of oil production from high-viscosity reservoirs. The use of water jet equipment together with acid compositions and a solvent at facilities with high-viscosity oils is justified.
Keywords: acid treatment, water jet treatment, high viscosity oil.
В настоящее время в нефтегазовой промышленности имеется значительный арсенал технологий для интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях с легкой маловязкой нефтью [2]. Однако, многие из этих технологий не могут применены в том же виде на месторождениях с высоковязкими нефтями и природными битумами. Например, широко

применяемые кислотные обработки (КО) при применении их в исходном виде без модификаций и адаптации могут не только показать низкую эффективность на объектах с высоковязкими нефтями, но и ухудшить работу скважин [1]. В данной работе рассмотрены два варианта модификации технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти с использованием кислотных составов (КС), показавшие свою эффективность при применении на объектах с карбонатными АО «Самаранефтегаз».

Авторами работы был выполнен анализ данных лабораторных исследований по смешиванию образца высоковязкой нефти одного из месторождений Самарской области с образцом традиционно применяемого кислотного состава для проведения обработок скважин. Установлено, что кислотный состав и нефть образуют стойкие эмульсии, вязкость которых может превышать вязкость нефти в десятки раз, что существенно осложнит освоение и запуск скважины после проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта. Эффективность такого мероприятия также снижает пленка вязкой нефти на поверхности породы, что не позволяет кислотному составу полноценно вступать в реакцию с породой и расширять существующие каналы фильтрации. Для борьбы с данными осложнениями было предложено проводить закачку оторочки углеводородного реагента-растворителя перед закачкой кислотного состава [3]. Лабораторные исследования совместимости КС и нефти с добавлением растворителя свидетельствуют об отсутствии образования вязкой эмульсии «кислотный состав – высоковязкая нефть». На рисунке 1 представлена схема проведения ОПЗ.

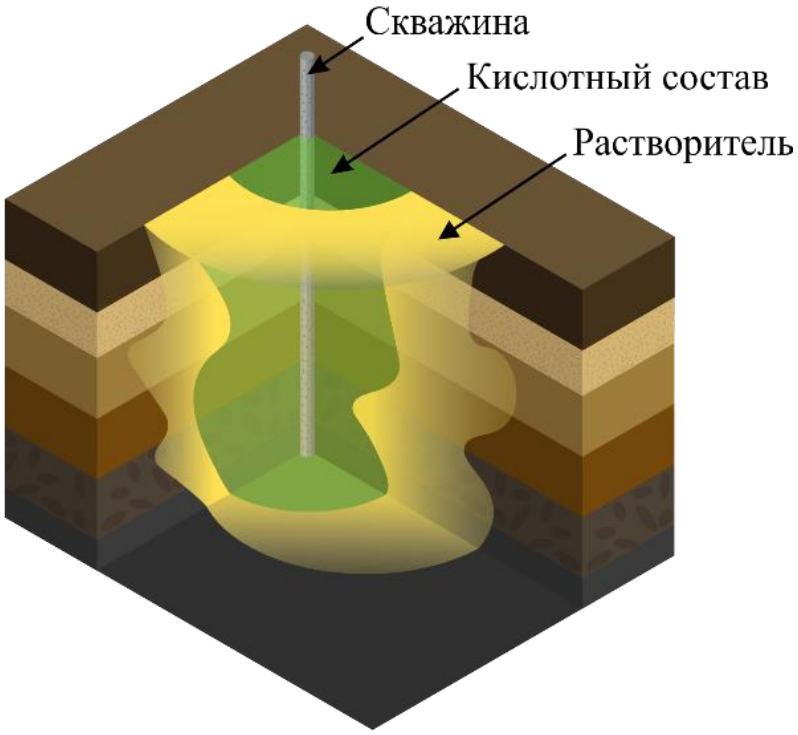


Рис.1. – ОПЗ с применением оторочки растворителя и кислотного состава на вертикальной скважине

Следующим этапом была рассмотрена технология модификации ОПЗ с применением гидромониторной насадки для интенсификации процесса обработки за счет увеличения скорости струй рабочего агента и низкочастотной пульсации флюидов при закачке.

Рис.2. – Демонстрация работы гидромониторной насадки на дневной поверхности

Испытания комплексной технологии с применением гидромонитора, растворителя и кислотного состава были проведены на 5 скважинах месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости. Результаты представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты ОПЗ на объектах с карбонатными коллекторами

№ исп.	**Пласт. темп., °С**	**Вязкость в пл. усл., мПа·с**	**Прониц. пласта ·10 $^{-3}$, мкм^2**	**Дебит по нефти после ОПЗ, т/сут**	
				до ОПЗ	**после**
1	14	57,2	37	1,4	9,1
2	33	42	14,5	3,8	13,9
3	26	21,4	8,7	14,26	20,76
4	24,7	51,98	32	4,31	9,18
5	20	260,1	258	0,419	3,5

Как видно из представленной таблицы, стартовый дебит скважин по нефти после ОПЗ увеличился в 2 и более раза. На момент подведения

промежуточных итогов с начала 2020 г., в июне, подсчитана дополнительная добыча нефти, превысившая 2000 тонн.

Список используемых источников информации:

1. Зиновьев А.М., Литвин А.Т., Никитин А.В. Особенности применения кислотных обработок для интенсификации добычи высоковязкой нефти. Вестник евразийской науки. 2019. Т. 11. № 4. С. 35.
2. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Национальный минерально-сырьевой университет "Горный". Санкт-Петербург, 2016
3. Никитин А.В., Рощин П.В., Кожин В.Н., Демин С.В., Киреев И.И. и др. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5 (341). С. 35-39.

КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ РАСЧЕТА КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Курганов Д.В. *dmitri.kourganov@inbox.ru*
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

Аннотация

Представленный в работе способ оценки коэффициента нефтеотдачи основан на известном методе машинного обучения – классификации методом k-средних. Для выбора необходимого количества значимых параметров использовано понятие силуэта выборки. Значимые параметры подбираются эмпирически, исходя из опыта разработки залежей данного региона. Для набора нефтяных месторождений Урало-Поволжской провинции выполнен расчет по подбору кластеров, учитывая значимость пластовых параметров для коэффициента нефтеотдачи. Таким образом, предварительно сопоставив любое месторождение (коллектор) одному из кластеров, имеется возможность оценить его потенциальную нефтеотдачу.

Ключевые слова

Проницаемость, нефть, скважина, вероятность, большие данные, классификация, моделирование, коэффициент нефтеотдачи.

Abstract

Oil recovery estimation is the most important tasks after calculation of oil in place and thereafter in oil development plans. There are a lot of appropriate methods for such estimation - displacement coefficient, sweep efficiency, waterflood

efficiency, using final well water cut, with respect to fluid mobilities, reservoir thickness and porosity, absolute and relative permeability. Often such parameters are taken from similar nearest reservoirs due to lack of the data. Reservoir simulation is another method for oil recovery estimation although it has many shortcomings.
Oil recovery estimation presented in this paper is based on widely known k-means unsupervised machine learning algorytms. Silhouette technics is used for choosing main clusters. Parameter euristics based on local Volga-Ural region data is diveded by clusters for oil recovery. Reservoir classification methodology can dramatically improve ultimate recovery estimation.
Keywords
Permeability, reservoir, well, big data, classification, model, oil recovery.
Актуальность вопросов определения конечной нефтеотдачи пластов в последнее время существенно возросла. Связано это как с с истощением действующих месторождений и ухудшением общей структуры запасов, так и с вводом в эксплуатацию месторождений из нераспределенного фонда, где оценки требуются еще до начала эксплуатации. Выполняющие подобную работу региональные научно-исследовательские институты нефтедобычи используют как широко известные методы оперативной оценки, так и свои наработанные адаптированные к специфическим условиям методические подходы к оценке коэффициента извлечения нефти (КИН). Для обоснования и количественной оценки КИН на стадии поисков и разведки нефтяных месторождений характеризующейся ограниченной исходной геологической и экономической информации в настоящее время разработано достаточно много методических подходов оперативной оценки КИН. При проведении переоценки запасов нефти и газа месторождений нераспределенного фонда в силу ограниченной исходной геологической и экономической информации целесообразно применять экспресс - подходы для обоснования и количественной оценки коэффициента извлечения нефти.
Проведенный анализ экспресс - методов определения коэффициента извлечения нефти при подсчете запасов на ранних стадиях освоения нефтяных месторождений показывает [1], что величина нефтеизвлечения из пласта определяется горно-геологическими условиями залегания, характеристикой физико-химических свойств нефти и технологией ее добычи. КИН зависит от режима залежи, литологии и типа коллектора, степени неоднородности и коллекторских свойств пластов, вязкости нефти, размеров водонефтяных зон, применяемых систем разработки и др. Столь большое количество параметров, зачастую связанных между собой, а также большое количество имеющихся данных по уже законченным эксплуатацией месторождениям, делает оправданным применение различных методов машинного обучения [2,3], в частности, в рамках задач классификации .
Исходя из проведенного анализа зависимости нефтеотдачи от природных и технологических показателей выявлены наиболее геологические и технологические факторы влияния на коэффициент нефтеизвлечения:

- Объем извлекаемой нефти зависит от геолого-физических условий

строения коллекторов, технологических и технических возможностей, экономических ограничений.

- Наиболее существенное влияние на КИН оказывают геолого-физические параметры пласта и свойства нефти [4,5]: вязкость, фильтрационные свойства коллекторов, неоднородность пласта (песчанистость и расчлененность), эффективная нефтенасыщенная толщина, величина водяной зоны, начальная водонасыщенность. Эти факторы контролируют около 75% наблюдаемой изменчивости нефтеотдачи.
- Технологические показатели играют подчиненную роль и существенного влияния на нефтеотдачу не оказывают.
- Существует четкая зависимость между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей. Участки залежи, имеющие разреженную плотность сетки скважин, характеризуются меньшей конечной нефтеотдачей.
- Существует зависимость коэффициента нефтеизвлечения от структуры запасов. Ухудшение последней играет значительную роль в снижении средних значений КИН.
- При разработке залежей при водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи зависит от соотношения объемов нефтяной и газовой фаз. С увеличением объема газовой фазы проектная нефтеотдача снижается.

Для формализации описанных выше экспертных оценок далее существенно используется понятие кластеризации.

Кластеризация методом k-средних [6] является одним из так называемых неконтролируемых методов машинного обучения, в котором исходные данные разбиваются на группы по совокупности определенных признаков. Для расчетов был использована авторский блок программ для кластеризации (реализация на языке Python).

Было рассмотрено 188 пластов с различных месторождений Урало-Поволжья, на заключительной стадии разработки. С учетом вышеописанных факторов экспертно были выбраны такие параметры, как коэффициент вытеснения, отношение подвижностей фаз, тип коллектора, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, расчлененность, песчанистость, плотность сетки скважин. Кластеризация методом k-средних дает 5 крупных кластеров (таблица 1). Методом силуэта были отброшены дополнительные кластеры. В каждый кластер вошло от 20 до 50 месторождений (рис.1) . Необходимо отметить, что данная выборка не является слишком представительной, однако в методических целях данного количества элементов вполне достаточно. Данная выборка должна быть расширена при получении новой информации о пластах и их конечной нефтеотдачи.

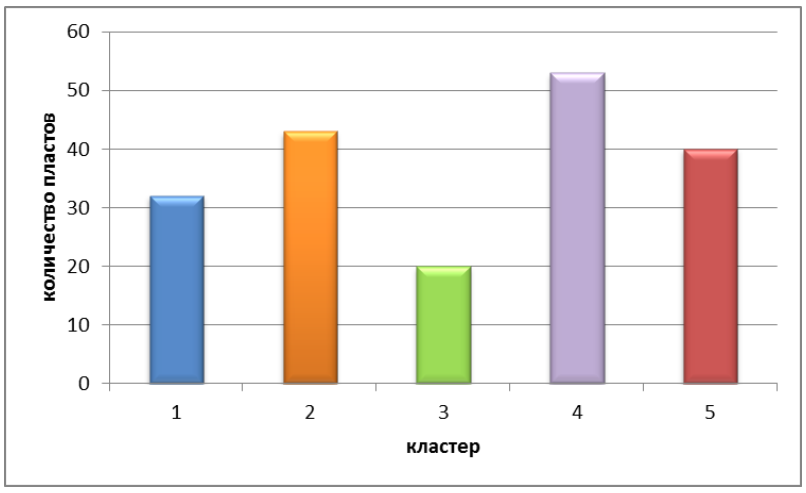


Рис.1. Распределение пластов по кластерам

Таблица 1

Основные кластеры, полученные методом k-средних

Кластер	Квыт	Отношение подвижностей	Тип коллектора	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщ., д.ед	Расчлененность, д.ед	Песчанистость, д.ед.	ПСС, га/скв	Средний КИН
1	0.35	1	карб.	82	0.8	2	0.7	30	**0.25**
2	0.52	1.5	карб.	150	0.8	3	0.7	40	**0.35**
3	0.51	1.5	терр.	78	0.75	2	0.6	30	**0.41**
4	0.61	3	терр.	15	0.8	1.5	0.6	20	**0.48**
5	0.71	3	терр.	28	0.9	2	0.7	25	**0.53**

В качестве проверки использовалась другая выборка месторождений с известной нефтеотдачей (20 пластов). В 90% случаев наблюдалось попадание в нужный кластер. В 10% случаев попадание было в соседний кластер и связано это по-видимому с тем, что система разработки на этих месторождениях была в целом нехарактерной для региона (режим газовой шапки, разработка возвратным фондом скважин).

Следует отметить, что в целом полученная кластеризация совпадает с выводами, обозначенными ранее – участвующие параметры являются определяющими для КИН. Практическое применение данного метода состоит в том, что любое месторождение из заданной нефтегазоносной провинции с известными параметрами можно отнести к одному из кластеров, а следовательно, и оценить его нефтеотдачу. Ключевым моментом подобных исследований является наличие значительного количества законченных

разработкой месторождений, количество которых с каждым годом растет. Поэтому на первое место для успешности методов машинного обучения выступает обобщение и систематизация исходных данных, полученных от разных недропользователей и регионов [13]. Другие применения методов машинного обучения к задачам моделирования пластовых систем можно найти в работах [7,8].

Список используемых источников информации:

1. Баишев Б.Т. О подсчете извлекаемых запасов нефти для категорий С1 и С2// Недропользование – XXI век. – 2009. – № 4.- С. 35-41.
2. Zangl G., Hannerer J. Data Mining: Applications in the Petroleum Industry. Katy, TX, Round Oak Publishing, 2003. 222 p.
3. Han J., Kamber M., Pei J. Data Mining: Concepts and Techniques, USA, Elsevier, 2012. 703 p.
4. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
5. Тугарова М.А. Породы-коллекторы: Свойства, петрографические признаки, классификации: Учебно-методич. пособие. - СПб., 2004. - 36 с.
6. Foreman J.W. Data Smart: Using Data Science to Transform Information into Insight, USA, Wiley, 2013. 432 p.
7. Колесов В.В., Курганов Д.В. Расчет рейтинга скважин-кандидатов при уплотняющем бурении с помощью машинного обучения на промысловых данных (метод опорных векторов) // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия Технические науки, 2019, №1 (61), С.6-19.
8. Курганов Д.В. Расчет эффекта от перевода добывающей нефтяной скважины в нагнетательный фонд в рамках управления разработкой нефтяным месторождением // Управление большими системами, 2019, вып. 81, С.147-167.

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Каллин И.В. *KallinIV@samnipi.rosneft.ru*
Брусничкин А.М. *BrusnichkinAM@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе рассмотрены устройства контроля притока флюида к забою горизонтальной и наклонно-направленной скважины. Рассмотрены экономические аспекты применения устройст по контроль притока.

Ключевые слова

газ, нефть, скважина, контроль притока, оборудование забоя скважины, горизонтальные скважины.

Abstract
The paper considers devices for controlling fluid inflow to the bottom of horizontal and directional wells. The economic aspects of using inflow control devices are considered.
Keywords: gas, oil, well, inflow control, downhole equipment, horizontal wells.
На месторождениях со сложной геологией, а именно наличием газовой шапки и подстилающей воды возникает проблема прорывов газа и воды в скважину, падение дебита нефти, увеличение затрат на инфраструктуры для переработки газожидкостной смеси из скважины, и как следствие, уменьшение экономической рентабельности разработки.
Параметрами, влияющими на риск прорыва воды или газа в скважину, являются наличие подстилающей воды или газовой шапки, неоднородность коллектора, большая разница в подвижностях фаз. Наличие всех трех факторов увеличивает вероятность прорыва до 90%. Устройство контроля притока позволяет уменьшить риск до значения 20% за счет изоляции обводненных участков и участков с прорывами газа.
Устройства контроля притока (УКП) обладают достаточной надежностью и невысокой стоимостью, а также хорошо изучены, так как широко применяются за рубежом [1,2].
Клапаны устройств контроля притока являются интегральной частью противопесочных фильтров и спускаются в составе компоновки хвостовика (при этом дополнительное оборудование не требуется). Клапан работает по принципу Бернулли. При течении вязкой жидкости клапан открыт, при течении газа происходит поджатие плавающего диска – клапан закрывается. Для разобщения интервалов скважины с различной проницаемостью применяются разбухающие пакера [3,4].
Было проанализировано более 100 вариаций моделей с различными значениями коэффициентов вариации проницаемости и соотношением подвижностей нефти и воды. Чем более неоднороден пласт и больше разница в подвижностях нефти и воды, тем более эффективно внедрение УКП.
Устройства контроля притока успешно применяются на одном из месторождений высоковязкой нефти. Так, аналитическое моделирование показывает, что в случае без применения устройства обводнённость возросла бы с 29 до 90 процентов. Фактически, при прорыве воды в добывающую скважину, оборудованную УКП, обводненность возрастает с 29 до 50 процентов при той же добыче нефти.
Для оценки технологического эффекта от внедрения технологии было решено рассчитать два случая: в случае сохранения существующей инфраструктуры на месторождении будут сравниваться расчёты на прогноз на ГДМ на скважинах, оборудованных УКП и без него. При этом контроль скважины будет устанавливаться по объему добываемой жидкости с целью показать случай сохранения поверхностного обустройства месторождения при различном соотношении добываемых нефти и воды. Накопленная добыча нефти возрастает за счет более позднего выключения скважины из-за

меньшей обводненности продукции, газовый фактор начинает расти также позже, что показывает эффективность УКП.
Во втором случае также будут сравниваться расчёты на прогноз на ГДМ на скважинах, оборудованных УКП и без него. При этом контроль скважины будет устанавливаться по забойному давлению, что существенно сократит объем добываемой жидкости в случае с УКП по сравнению со случаем без него. Объем добываемой жидкости и газа значительно сокращается в случае с применением УКП. Это позволяет существенно сократить затраты на поверхностное обустройство месторождения за счёт сократившихся объемов добываемых флюидов. Накопленная добыча нефти также возросла.
Экономический эффект от внедрения технологии также оценивался для двух случаев. В случае без модификации инфраструктуры дополнительный NPV составил 1,2 % за счет дополнительной добычи. В случае с сокращением инфраструктуры прирост NPV составил бы 8,5% за счет уменьшающихся капитальных затрат.

Список используемых источников информации:

1. Brekke K., Lien S.C. New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone // SPE Drilling and Completion. – 1994. –V.9. –P. 205-209.
2. F.T. AlKhelaiwi, V.M. Birchenko, M.R. Konopczynski, D.R. Davies. Advanced wells: a comprehensive approach to the selection between passive and active Inflow control completions // International Petroleum Technology Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December, 2008. – P. 305–326.
3. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство // 2007 №11.
4. Семенов А. А., Исламов Р. А., Нухаев М. Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении //Нефтяное хозяйство. – 2009. – Т. 11. – С. 20-23.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВНИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГРАВЕЛИТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ

Куликов Д.Н. *orientterra.kz@gmail.com*
Воробьев С.В. *ceo@inipe.com*
ТОО «Ориент –Терра», г. Кызылорда
ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара

Аннотация
В работе рассмотрены фильтрационные исследования кислотных составов в гравелитовых коллекторах со сложным минералогическим составом. Исследованы и смоделированны технологические подходы к технологии

работ по интенсификации на данных типах коллекторов. Подобраны составы и технология воздействия.

Ключевые слова
интенсификация добычи нефти, нефть, скважина, терригенные коллектора, высокотемпературные скважины.

Abstract
The paper considers filtration studies of acid compositions in gravelite reservoirs with a complex mineralogical composition. Technological approaches to the intensification technology on these types of reservoirs have been investigated and modeled. Compositions and exposure technology were selected.

Keywords: intensification of oil production, oil, well, terrigenous reservoirs, high-temperature wells.

Воздействие на призабойную зону скважины с целью восстановления и увеличения ее продуктивности осуществляется различными физическими и химическими методами. Основной метод, используемый с 1895 года на карбонатных, а на терригенных коллекторах с 1940 года является кислотная обработка. Как метод интенсификации получил широкое распространение вследствие технологичности использования, доступности и дешевизны. На сегодняшний день российскими и зарубежными компаниями разработаны вязкопластичные агенты отклонители и химия для песчаников, кислота с самоотклонителями и вязкоэластичные закупоривающие агенты для карбонатов. Однако несмотря на большую изученность процесса на отдельных объектах опыт показывает низкую эффективность. Примером может служить арыскумская свита неокома М-II-1 и М-II-2 отложений нефтегазового месторождения Нуралы.

Продуктивные горизонты арыскумской свиты неокома М-II-1 и М- II-2 сложены гравелитами, песчаниками и глинистыми алевролитами. Коллекторы поровые с открытой пористостью 15-19% и проницаемостью от 0,002 до 0,308 мкм^2. Нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 1,8 до 3,6 м, газонасыщенная (М-II -I) 1,5 м. Высота нефтяной части залежей -14,4-19 м, газовой части - 16,6 м. Пластовое давление в пределах 18 МПа, температура 82^{0}С. Нефти легкие, плотностью 800-845 кг/м^3, малосернистые и сернистые (0,01-0,9%), парафинистые и высокопарафинистые (4,8-25,6%), содержат от 6 до 17% смол и асфальтенов. Начальные дебиты нефти в горизонте М-II-I составляли 79 м^3/сут, в горизонте М-II-2 -27,4 м^3/сут. Пластовые воды представлены хлоркальциевыми рассолами, имеющими плотность 1030-1055 кг/м^3 и общую минерализацию 63,3-87,7 г/л.

На данном объекте, при достаточно высоких начальных дебитах, возникли проблемы с закачкой кислотных композиций в продуктивный горизонт вследствие низкой приемистости и необходимости создания высоких давлений. Кроме этого предыдущие кислотные обработки продуктивного пласта показали их низкую технологическую эффективность. С целью подбора технологической схемы интенсификации на данном объекте были проведены фильтрационные исследования на естественном керновом материале в типичных термобарических условиях, соответствующих

отложениям неокома на стандартной УИПК в соответствии с ОСТ 39-195-86. Модель собиралась из трех образцов кернов, фильтрация осуществлялась в сторону уменьшения проницаемости образцов. В качестве пластовых флюидов использовалась изовискозная модель нефти, представляющая собой дегазированную безводную нефть месторождения Нуралы (скв. № 53). При пластовой температуре 81 ^{0}C вязкость модели нефти составляла 1,526 мПа·с, плотность 784 кг/м^3. Пластовая вода при 81 ^{0}C имела вязкость 0,423 мПа·с и плотность 1026 кг/м^3. Моделирование процесса фильтрации кислотных составов поводили в соответствии со следующей схемой: после создания остаточной водонасыщенности равной 33 %, прокачивали нефть в количестве 5 поровых объемов до установившегося режима течения, скорость фильтрации 0,5 мл/мин (0,0083 см^3/с), затем закачиваем кислотные составы в количестве 0,3 поровых объёмов, после закачивали нефть до стабилизации перепада давления. На рисунке 1. Представлены результаты фильтрационных исследований кислотных композиций.

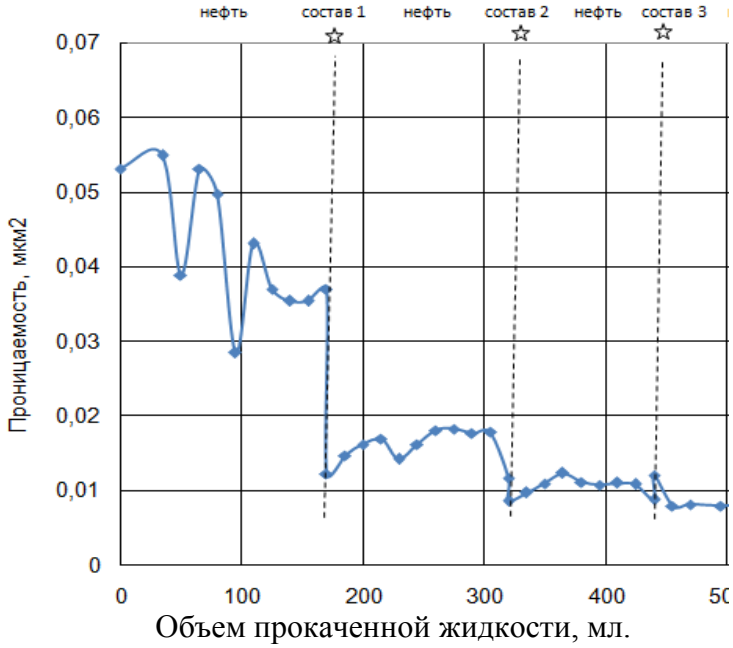


Рис.1. Изменение проницаемости кернового материала после закачки кислотных композиций
состав 1.- соляная кислота, состав 2.- глинокислота на основе неорганических кислот; состав 3.- глинокислота на основе органических кислот.

Представленные результаты исследований свидетельствуют о снижении фазовой проницаемости кернового материала после проведения трех стадий кислотной обработки. Фазовая проницаемость по нефти после проведения процесса интенсификации снизилась порядка в 3-4 раза.

Это явление в первую очередь связано с диссертацией глинистых минералов. Для подтверждение данного обстоятельства, была исследована исходный и обработанный керн породы (т.е. был выполнен общий рентгеноструктурный анализ породы), представленный в таблице 1. Последнее позволяет получить более детальное представление о видах и

взаимном количественном соотношении содержащихся в породе минералов до и после кислотной обработки.

Таблица 1

Результаты исследования кернового материала методом рентгеноструктурного анализа

Образец до/после обработки	Альбит	Ангидрит	Кальцит	Хлорит	Доломит	Гидромика	Иллит	Каолинит	Микроклин	Кварц
до	25,70	1,90	1,90	1,00	1,50	1,20	5,10	0,90	9,20	51,6
после	12,70	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	1,90	1,00	13,8	68,2

В результате анализа данных можно сказать об изменении минералогической составляющей, ангидрит, кальцит, доломит растворились полностью. Глинистые минералы, такие как хлорит и иллит и слюды в общей массе сократились, а каолинит увеличился в содержании, что говорит о диспергации двух глинистых минералов в соляно-кислотном растворе. В таблице №2 представлены данные по диспергации глинистых минералов в зависимости от температуры.

Таблица 2

Критические температуры диспергации глинистых минералов

Минерал	Максимальная температура, ^{0}C
Цеолит	25
Хлорит	65
Иллит	85
Смешенный тип	95
Смектит	95
Каолинит	120

В вторую очередь это связанно с увеличением водонасыщенности модели и капиллярных явлений. На рисунке 2 представлены результаты фильтрационных исследований процесса интенсификации модели пласта, при которой для предотвращений снижения фазовой проницаемости по нефти за счет увеличения водонасыщенности до и после проведения кислотной обработки закачивается взаимный растворитель. Использование данной технологической схемы проведения кислотной обработки не привело к значительному увеличению фазовой проницаемости по нефти, однако и не снизила ее. Хотелось также отметить, что проведенные исследования модели керна по абсолютной проницаемости, представленные в таблице 3 свидетельствуют о эффективности кислотных композиций, но диспергация, водочуствительность и капиллярные явления коллектора сводит на нет всю эффективность кислотных композиций.

Таблица 3

Абсолютная проницаемость модели керна

№ п/п	Шифр керна	Проницаемость абсолютная, мкм^2		
		до исследований	после первого этапа	после второго этапа
1	образец 1	0,7936	0,9514	0,9673
2	образец 2	0,4168	0,5736	0,5759
3	образец 3	0,0542	0,0632	0,0640

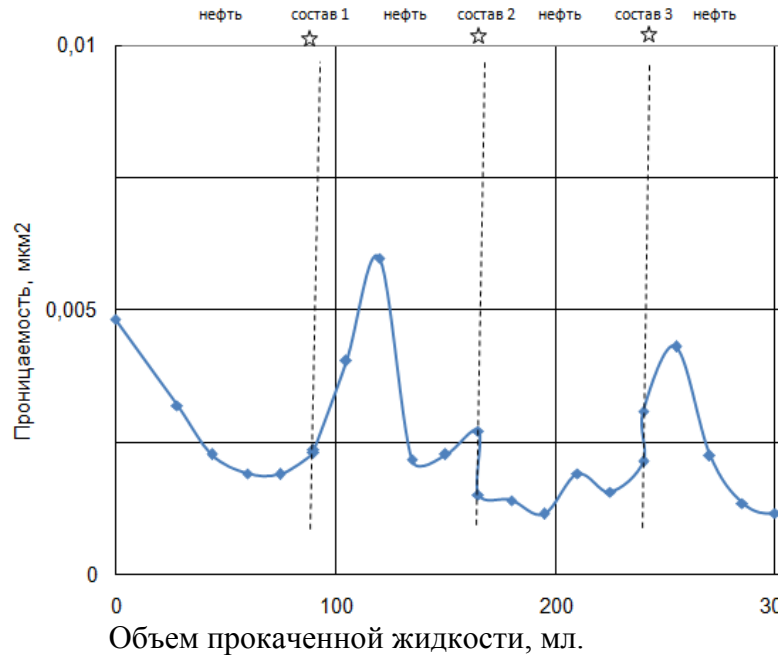


Рис.2. Изменение проницаемости кернового материала после закачки интенсифицирующих составов.

состав 1.- взаимный растворитель, состав 2.- глинокислота на основе неорганических кислот; состав 3.- взаиморастворитель.

В заключении можно сделать следующие выводы:

1. Моделирование фильтрации интенсифицирующих составов на первом этапе показала изменение фазовой проницаемости по нефти при фильтрации кислотных композиций через модель, что говорит о значительной чувствительность коллектора к водным растворам соляной кислоты и сильно развитым поверхностным явлениям.
2. Моделирование фильтрации интенсифицирующих составов на втором этапе показала изменение фазовой проницаемости по нефти при фильтрации взаимных растворителей через модель как до, так и после кислотного состава за счет снижения водонасыщенности коллектора.
3. Результаты фильтрационных исследований кислотных составов по всем этапам показали снижение фазовой проницаемости по нефти, однако рассмотрение образцов кернового материала и результатов абсолютной (по газу) проницаемости модели коллектора свидетельствуют о том, что кислотные композиции работают и растворяют породообразующие

минералы. Однако поверхностные явления, количественное содержание глинистых минералов, их диспергация в растворе соляной кислоты, а также водочувствительность играет ведущую роль.

4. Использование технологической схемы взаимный растворитель-кислотный состав – растворы ПАВ для данного типа залежей позволят наиболее эффективно проводить интенсификацию добычи нефти и очистки призабойной зоны пласта из данного типа коллектора.

Список используемых источников информации:

1. Методическим указаниям компании «Роснефть» по химической обработке призабойной зоны пласта добывающих скважин № П1-01.03М – 0016 утвержденные приказом № 188 от 25.04.2011.

2. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах М.: ВНИИ, 1980, с.243 РД 39-1-442-80.

УЧЕТ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Никитин А.В. *NikitinAV@samnipi.rosneft.ru*
Каллин И.В. *KallinIV@samnipi.rosneft.ru*
Рощин П.В. *roschinpv@samnipi.rosneft.ru*
Киреев И.И.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе рассмотрены исследование влияния зависимости вязкости от градиента давления высоковязких нефтей на физические процессы разработки месторождений и их моделирование.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, скважина, моделирование

Abstract

The paper considers the study of the influence of the dependence of viscosity on the pressure gradient of high-viscosity oils on the physical processes of field development and their modeling.

Keywords: high-viscosity oil, well, modeling.

В настоящий момент на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции активно вводятся в разработку всё новые месторождения высоковязкой нефти.

Установлено, что высоковязкие нефти Самарской области в виду повышенного содержания в своем составе асфальтенов, смол и парафинов обладают неньютоновскими свойствами, например, зависимостью вязкости от напряжения сдвига, тиксотропией и т.д. [1-4].

Целью данной работы является исследование влияния зависимости вязкости от градиента давления высоковязких нефтей на физические процессы разработки месторождений и их моделирование.

Для неньютоновской нефти характерно нарушение закона вязкого трения Ньютона, т.е. фильтрация жидкости в пласте проходит по нелинейному закону [1-4].

При фильтрации неньютоновской нефти к скважине зону дренирования возможно условно разделить на 3 участка. Отличия этих участков заключены в разных скоростях фильтраций, так как вязкость неньютоновской нефти, а значит и скорость её фильтрации зависят от градиентов давления [1-4].

Вследствие влияния неньютоновских свойств нефти, при разработке месторождений ВВН возможно возникновение невыработанных зон в областях низких градиентов давления и, как следствие, недостижение проектного КИН [1-4].

С целью подтверждения наличия влияния неньютоновских свойств на проектирование сетки скважин и КИН, произведены расчеты на секторной ГДМ с прямой площадной пятиточечной системой заводнения. Расстояние между скважинами варьировалось в диапазоне от 200 до 600 м.

Результаты расчетов показали, что КИН при расчете с учетом неньютоновских свойств заметно ниже, чем при расчете без учета неньютоновских свойств.

В подобных случаях, для достижения значения КИН, утвержденного по проекту необходимо либо выбирать сетку скважин с большей плотностью, либо применять различного вида геолого-технологические мероприятия (ГТМ).

Рассмотрим подробнее ситуацию, сложившуюся в варианте расчета с расстоянием между скважинами 300 м. Для достижения проектного значения КИН в данном варианте при учете неньютоновских свойств необходимо уменьшать расстояние между скважинами до 200 м.

Помимо уплотнения сетки скважин был протестирован комплекс методов воздействия на продуктивный пласт, а именно одновременное снижение забойного давления в добывающих скважинах и закачка раствора полимера в нагнетательные скважины.

По результатам расчетов, проведенные мероприятия позволили приблизить КИН в расчете с учетом неньютоновских свойств к проектному показателю.

Далее, с целью оценки влияния неньютоновских свойств на охват залежи разработкой, были выполнены расчеты на полномасштабной модели одного из пластов Северной группы месторождений АО «Самаранефтегаз».

В результате расчета выявлено указанное ранее осложнение - наличие невыработанных зон между скважинами при недостижении градиентов давления сдвига. При этом различие в накопленной добыче нефти составило 64 тыс. тонн в пользу расчета без учета неньютоновских свойств.

На полномасштабной модели объекта с учетом неньютоновских свойств был протестирован ряд различных ГТМ. В результате получен наиболее эффективный комплекс мероприятий, позволивший выработать зону с ранее

недостаточным для этого градиентом давления и увеличить накопленную добычу нефти на 21 тыс. тонн.

В полученный комплекс необходимых мероприятий вошли:

1) Ввод новой добывающей скважины (ВНС);
2) Перевод одной из добывающих скважин в ППД при достижении на ней 98 % обводненности продукции;
3) Снижение забойного давления на всех добывающих скважинах до 2 атм.

По результатам данных расчетов можно сделать следующие выводы:

- Учет неньютоновских свойств позволяет получить более реальную картину процесса разработки месторождения;
- Результаты расчетов показывают значительное влияние неньютоновских свойств на накопленную добычу по пласту;
- Выявлено положительное влияние различных ГТМ на невыработанные зоны и накопленную добычу нефти, отработана методика локализации остаточных запасов;

Список используемых источников информации:

1. Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Коновалов В.В., Мардашов Д.В., Тананыхин Д.С., Рощин П.В. Исследование реологических свойств и особенностей фильтрации высоковязких нефтей месторождений Самарской области. Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2013. № 2 (38). С. 197-205.
2. Рощин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.
3. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. - 221 с.
4. Зиновьев А. М., Ольховская В. А., Максимкина Н. М. Проектирование систем разработки месторождений высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и результатов исследования скважин на приток //Нефтепромысловое дело. – 2013. – №. 1. – С. 5-14.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ СТРЕССОВ ОТ МАСШТАБОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА ДО ЛОКАЛЬНОГО МАСШТАБА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Никифорова А.А. *NikiforovaAA@samnipi.rosneft.ru*
Королькова К.П.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В работе рассмотрены исследования направленые на получение результатов связи прямых (азимутальный электрический микробоковой каротаж) и косвенных (работа скважин, результаты гидроразрыва пласта, трассерные исследования) методов определения направления максимального стресса на обширной территории Волго-Уральской провинции.
Ключевые слова: оценка направления стресса, моделирование, направление горизонтального участка скважины
Abstract
The paper considers studies aimed at obtaining the results of communication between direct (azimuthal electric micro-lateral logging) and indirect (well operation, hydraulic fracturing results, tracer studies) methods for determining the direction of maximum stress in the vast territory of the Volga-Ural province.
Keywords: stress direction assessment, modeling, direction of the horizontal section of the well.

Работы по изучению изменения регионального поля горизонтальных напряжений на территории Оренбургской области для целей оптимизации разработки месторождений Волго-Уральского региона ранее не осуществлялись.

Исследования направлены на получение результатов связи прямых (азимутальный электрический микробоковой каротаж) и косвенных (работа скважин, результаты гидроразрыва пласта, трассерные исследования) методов определения направления максимального стресса на обширной территории двух областей: Самарской и Оренбургской.

По систематизированным замерам азимутального электрического микроимиджера построена региональная карта, не противоречащая тектонической и геологической концепции формирования девонской системы, как основной по величине запасов для месторождений Волго-Уральского региона.

Из-за большого объема входной информации по косвенным данным и с целью подтверждения распределения значений в периферийной зоне региональной карты, где достоверность картопостроения снижена, был проведен локальный анализ взаимосвязи прямых и косвенных методов определения направления максимального стресса на уровне двух месторождений Первомайской группы – Г1 и РК1

В результате локализации выявлена зависимость, позволяющая масштабировать методику анализа на действующие месторождения Волго-

Уральского региона и увеличить количество проведений косвенных исследований (трассерные исследования), как более дешевый аналог азимутальному электрическому микробоковому каротажу.
Положительные выводы по взаимосвязи методов позволили оптимизировать разработку перспективного участка в восточной части РК1 месторождения с рекомендуемой переориентацией направления заложения горизонтальных стволов добывающих скважин с последующим экономическим эффектом для компании.

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОСТАВОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Коновалов В.В. konovalovvv@samnipi.rosneft.ru
Кириллов А.С.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В настоящей работе докладывается о результатах экспериментальных исследований, направленных на разработку контролируемого способа изменения молекулярной массы алкиларилсульфонатов, относящихся к классу анионных ПАВ.
Ключевые слова: поверхностно-активные составы, интенсификация добычи нефти, повышение нефтеотдачи пласта.
Abstract
This work reports on the results of experimental studies aimed at developing a controlled method for changing the molecular weight of alkylaryl sulfonates belonging to the class of anionic surfactants.
Keywords: surfactants, oil production intensification, enhanced oil recovery.
Значительная часть существующих методов воздействия на нефтяные пласты базируется на применении различных химических соединений (поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры, углеводородные компоненты, органические и неорганические кислоты, соли и многих др.), которые направлены на сохранение, восстановление и улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов, облегчение проведения технологических операций, сохранение работоспособности оборудования и др. [1]. Ключевыми компонентами, существенно влияющими на стоимость и технологическую эффективность составов, а также технологий на их основе, является ПАВ.
К настоящему времени известно множество способов повышения эффективности ПАВ-содержащих композиций, среди которых принято выделять следующие:
1) *снижение себестоимости производства ПАВ.* В данном направлении продолжается поиск различного типа сырья для получения

ПАВ, в том числе низкостоимостного и крупнотоннажного, а также оптимизацию процессов их получения.

2) *синтез новых высокоэффективных ПАВ*. В литературе сообщается о синтезе новых ПАВ, характеризующихся высокой поверхностной активностью, хорошей толерантностью к высокоминерализованным водам, температурной устойчивостью, специфичным реологическим поведением и т.д. В качестве примера успешной работы в данной области является синтез димерных ПАВ различных классов, которые по сравнению с ПАВ обычного строения обладают рядом уникальных свойств [2,3].

3) *оптимизация составов* [4]. Введение тех или иных компонентов в ПАВ-композицию оказывает существенное влияние на свойства системы в целом, а также открывает определенные возможности по их изменению в необходимой направлении, в том числе под конкретные геолого-физические условия объектов испытаний. В качестве основных добавок наиболее часто используются: со-ПАВ (вспомогательные ПАВ), полимеры, кислородсодержащие соединения, щелочные агенты, углеводородные соединения, соли и т.д. Зачастую использование именно многокомпонентных систем и позволяют создавать высокоэффективные составы и технологии химического воздействия на нефтяные пласты.

Анализ данных по промысловым испытаниям ПАВ-композиций показывает, что они содержат не один, а несколько ПАВ одного или/и различных классов. По всей видимости, данное обстоятельство связано с изменяющимися свойствами пластовых флюидов и коллектора по мере продвижения композиции по пласту, когда одни ПАВ «включаются в работу», а других снижают свою эффективность [4,5]. Таким образом, еще одним способом улучшения технологических свойств ПАВ-композиций является расширение молекулярно-массового распределения ПАВ, входящих в их состав.

В настоящей работе докладывается о результатах экспериментальных исследований, направленных на разработку контролируемого способа изменения молекулярной массы алкиларилсульфонатов, относящихся к классу анионных ПАВ. Способ основан на введении в систему определенного количества сшивающего агента, который позволяет частично преобразовать ПАВ обычного строения в димерные структуры, что приводит к существенному расширению молекулярно-массового распределения ПАВ [6].

Синтезированные анионные ПАВ характеризуются более высокой молекулярной массой, низкими значениями критической концентрацией мицеллообразования и более высокой поверхностной активностью, в сопоставлении с ПАВ обычного строения. Проведенные фильтрационные эксперименты на насыпных моделях пласта, показали увеличение коэффициента вытеснения при использовании составов с широким молекулярно-массовым распределением. Таким образом, предложенный способ является перспективным для улучшения технологических свойств ПАВ-содержащих композиций.

Список используемых источников информации:
1. Lake L.W., Johns R., Rossen B., Pope G. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – P. 496.
2. Zana R. Dimeric and oligomeric surfactants. Behavior at interfaces and in aqueous solution: a review // Advances in Colloid and Interface Science. – 2002. – № 97. – P. 205–253.
3. Kamal Muhammad Shahzad. A Review of Gemini Surfactants: Potential Application in Enhanced // Oil Recovery J Surfact Deterg. – 2016. – № 19. – P. 223–236.
4. Hirasaki, G.J., Miller, C.A., Puerto, M. Recent advances in surfactant EOR// SPE Journal. – 2011. – 16 (4). – P. 889-907.
5. Bera A., Mandal A. Microemulsions: a novel approach to enhanced oil recovery: a review // J Petrol Explor Prod Technol. – 2015. – №5.– P. 255–268.
6. Konovalov V. et al. Synthesis, surface activity, and composition of dimeric petroleum sulfonates from low quality hydrocarbon feedstock // Petroleum Science and Technology. – 2016. – Volume: 34. – Issue: 22. – P. 1861 - 1865.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К УВЕЛИЧЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ

Воробьев С.В. *ceo@inipe.com*
Воробьева Е.В.
ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара
Самарский университет, г. Самара

Аннотация
В настоящей работе рассмотрен комплексный подход к интенсификации добычи нефти и газа. Представлен пример статистической обработки данных работ по проведению геолого-технических мероприятий направленных на интенсификацию добычи нефти, приведены результаты лабораторных исследований кислотных комозиций.
Ключевые слова: кислотная обработка, интенсификация добычи нефти, статистическая обработка данных, лабораторные исследования кислотных композиций.
Abstract
In this paper, an integrated approach to the intensification of oil and gas production is considered. An example of statistical processing of data on geological and technical measures aimed at intensifying oil production is presented, the results of laboratory studies of acid compositions are presented.
Keywords: acid treatment, intensification of oil production, statistical data processing, laboratory studies of acid compositions.
При проведении работ по воздействию на призабойную зону пласта особое значение имеет правильный выбор стратегии организации этих работ в

условиях недостаточной информации. При этом необходимо максимально использовать полученные данные, для увеличения правильности применяемого решения и снижения риска неэффективности проведения мероприятий. Структура комплексного подхода к проведению кислотной обработки приведена на рис.1.

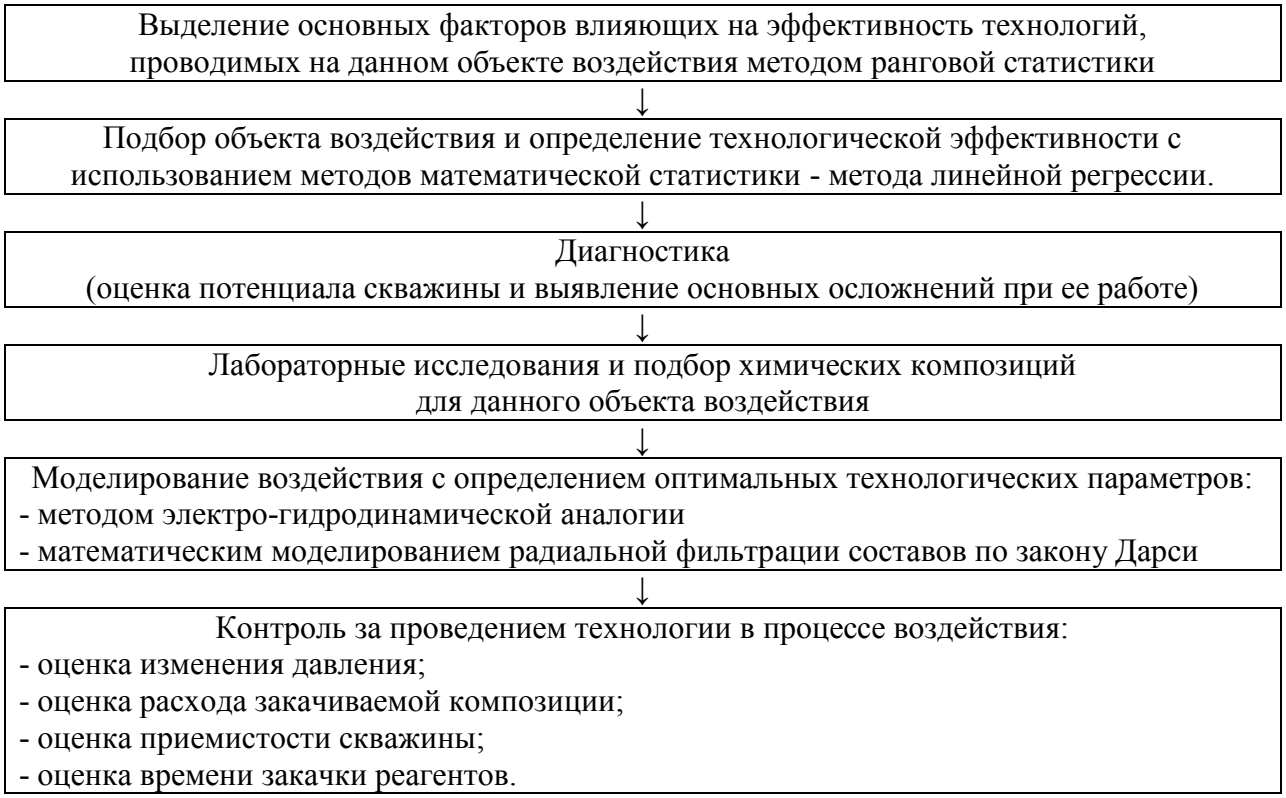


Рис.1.Структура комплексного подхода к увеличению эффективности воздействия на ПЗП и контролю за проведением технологии**.**

Промысловый опыт показывает, что эффективность геолого-технических мероприятий остается на весьма низком уровне. Сложность данной задачи состоит в том, что параметр эффективности зависит от ряда геологических, физико-химических, технологических и технических факторов.

С целью выявления влияния различных параметров на работу скважины был проведен анализ мероприятий по кислотному воздействию на месторождениях республики Татарстан. Анализу были подвержены 70 скважино-операций проводимых за последние три года на Ромашкинском, Бавлинском, Ново-Елховском, Ямашкинском, Архангельском, Ерсубайкинском, Бахчисарайском, Бондюжском месторождениям.

Статистическая обработка начинается с установления размеров интервала, в соответствии с которым группируются результаты наблюдений. Для определения оптимальной величины интервала воспользуемся формулой Стерджеса [4]:

$$e = \frac{X\max - X\min}{1 + 3.32 \cdot \lg N} \qquad 1.$$

где e – шаг интервала; X – максимальное и минимальное значение параметра скважин; N – общее число скважин подверженных обработке.

Наглядное представление о результатах проведения кислотной обработки в целом по скважинам можно получить, построив гистограммы распределения скважин по дебитам нефти (рис.2.), обводненности (рис.3.) до и после обработок и приросту дебита по нефти (Рис.4.).

Рис.2. Гистограмма распределения скважин по группам дебитов до и после проведения кислотной обработки

Графическое построение позволяет сделать вывод о том, что применение данной технологий на низкодебитных скважинах (более 90% скважин с дебитом по нефти до 4 т/сут.) в 65% случаев сопровождается увеличением дебита скважин, но прирост дебита скважин по нефти сравнительно низок (менее 10% скважин увеличили дебит по нефти более чем на 2 т/сут.). Произошло сокращение группы скважин с дебитом до 4 т/сут., часть из которых перешла в разряд скважин с повышенными дебитами (4-20 т/сут.). Вместе с тем несовпадающее количественные изменения в интервале высоких дебитов (от 24 до 32 т/сут.) свидетельствует о том, что часть скважин из этого интервала после проведения кислотой сместилась в область меньших дебитов. При рассмотрении изменения обводненности продукции скважин (рис.3.) можно сделать вывод, что происходит сдвиг в сторону увеличения обводненности по всему диапазону рассматриваемого параметра. При более детальном изучении параметра обводненности до и после обработки скважин (рис.5.) можно выделить три интервала изменения обводненности, а вместе с тем и границы применимости данной технологии в зависимости от начальной обводненности продукции скважин.

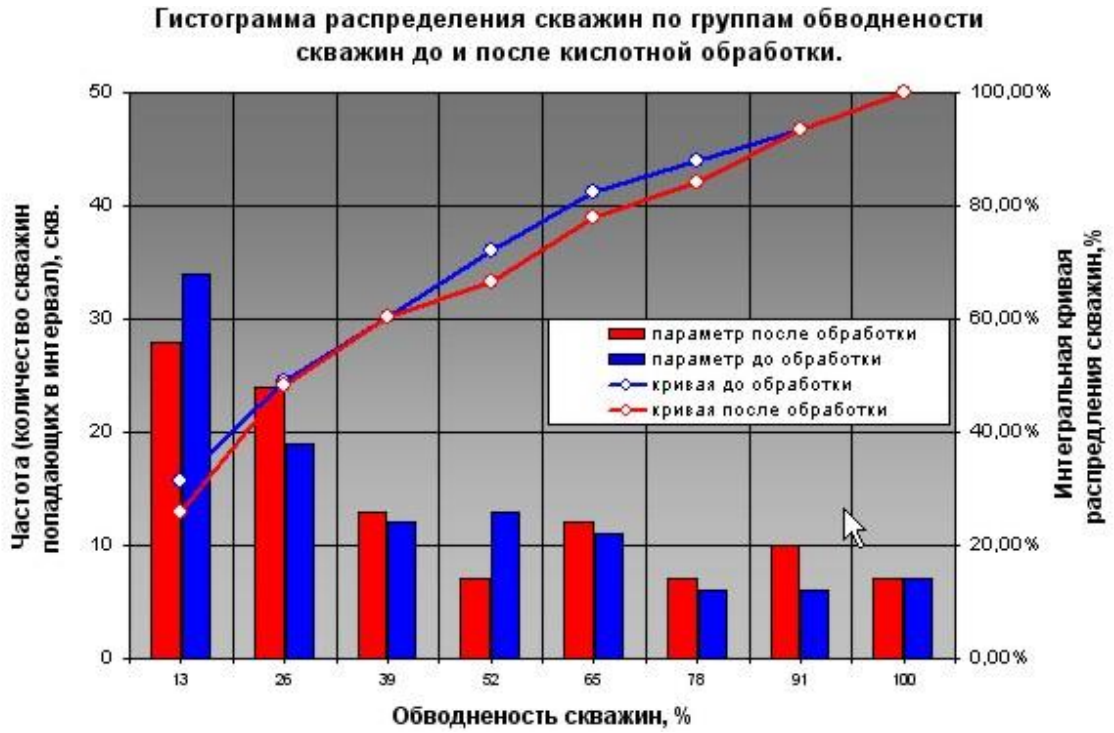


Рис.3. Гистограмма распределения скважин по группам обводненности до и после проведения кислотной обработки.

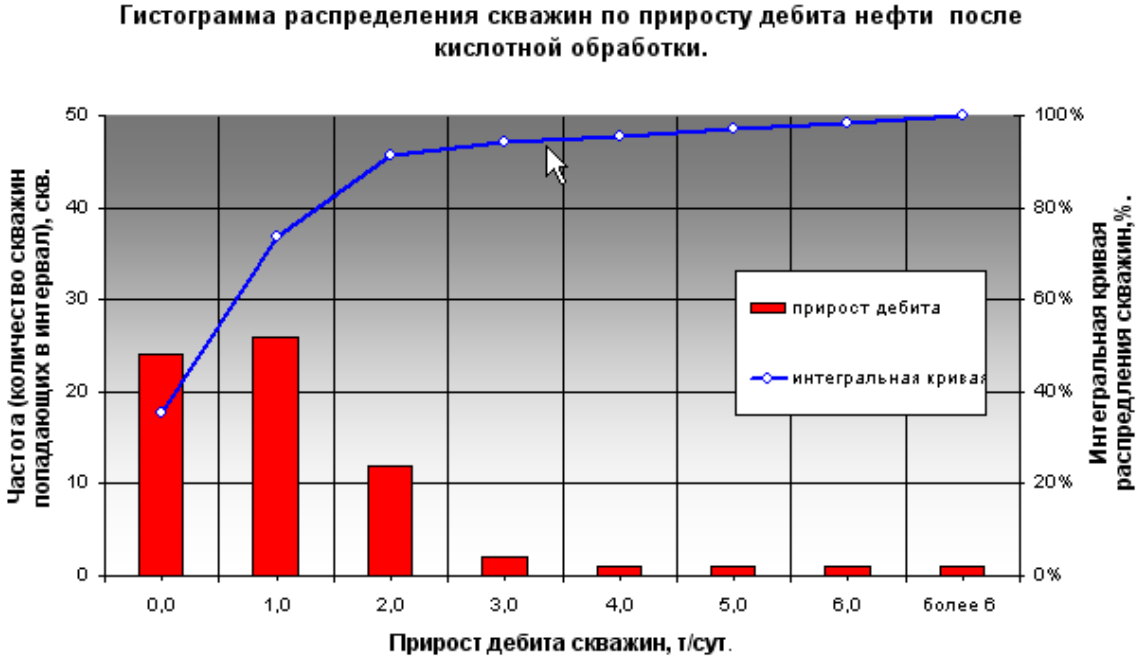


Рис.4. Гистограмма распределения скважин по приросту дебита нефти от проведения кислотной обработки.

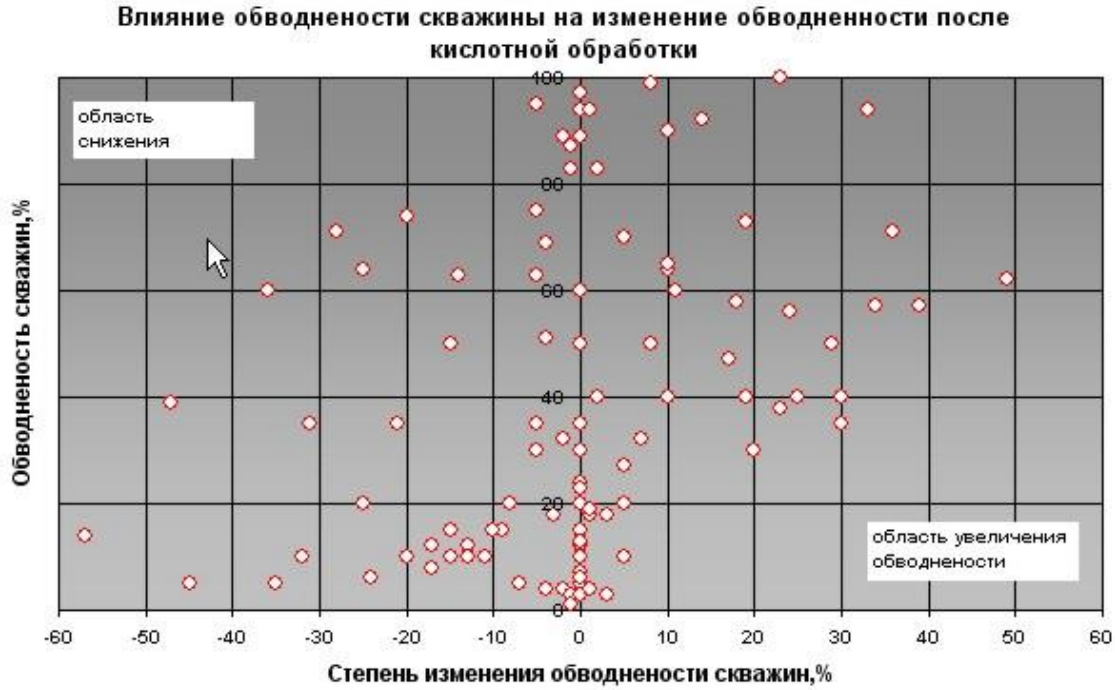


Рис.5. Влияние начальной обводненности продукции скважин на ее изменение после проведения кислотной обработки.

В интервале обводнения скважин от 0 до 30 % текущая обводненость продукции скважин снижается или не увеличивается после проведения технологии, что делает скважины с таким параметром наиболее перспективными в применении для данной технологии. В интервале 30 до 80 % текущая обводненость продукции скважин может, как снижается, так и увеличиваться после проведения технологии, что предполагает при выборе скважины под применение технологии полагаться на другой параметр. В интервале обводненности 80 до 100 % текущая обводненость продукции скважин увеличивается или не снижается после проведения технологии, что является фактором, ограничивающим применение данной технологии.

Приведенный детальный анализ параметров, влияющих на эффективность технологии (удельный расход кислотного состава, начальная обводненость продукции скважин, перфорированная мощность пласта) не дал однозначных результатов и не позволил выделить более точные границы применимости технологии.

Для дальнейшего анализа влияния различных факторов на параметр эффективности проводилась процедура определения корреляционной зависимости параметров [3,4]. В качестве параметров повышения эффективности кислотной обработки были приняты следующие технологические характеристики: средний прирост дебита скважины по нефти, продолжительность эффекта, дополнительная добыча нефти за счет проведения мероприятий.

В качестве факторов, характеризующих объект и технологию воздействия:

1. геологические параметры объекта и параметры насыщающего флюида: температура, глубина, нефтенасыщенность, пористость, проницаемость,

коэффициент песчанистости, коэффициент расчлененности, плотность и вязкость;

2. технико-технологические параметры скважины: дебиты скважины по нефти и жидкости до обработки, обводненость продукции, перфорированная мощность;

3. технологичекие параметры проведения обработки: удельный объем закачки, давление нагнетания, изменение давления в процессе проведения технологии, время выдержки кислотного состава.

Для определения корреляционной зависимости между параметрами эффективности и факторами был применен метод ранговой корреляции. Данная процедура предназначена для проверки гипотезы о некоррелируемости двух парных переменных, извлеченных из непрерывной двумерной совокупности. Для определения степени влияния того или иного фактора на результат обработки подсчитывается коэффициент ранговой корреляции Спирмена *r* коэффициент конкордации Кендела *t*. Эти коэффициенты выражает собой меру зависимости двух случайных величин (признаков) *X* и *Y*, основанную на ранжировании независимых результатов наблюдений $(X_1, Y_1), (X_n, Y_n)$. Отметим, что метод Кендела, в отличии, от метода Спирмена, хотя и более детально анализирует тенденцию связи переменных, но принимает во внимание только собственные факты близости или различия пар наблюдений, без количественного учета степени различий.

Если ранги значений *X* расположены в естественном порядке, $i = 1,2,\ldots n$, а R_i – ранг *Y*, соответствующий той паре (*X*, *Y*), для которой ранг *X* равен *i*, то коэффициент ранговой корреляции Спирмена определяется формулой:

$$r_s = 1 - \frac{6 \cdot \sum_{i=1}^{n} d_i^2}{n\left(n^2 - 1\right)}, \qquad 2.$$

где *di* – разность между рангами X_i и Y_i.

Коэффициент Кендела определяется формулой:

$$t = \frac{\sum_{i,j} sign\left(\left(R_{xi} - R_{xj}\right) - \left(R_{yi} - R_{yj}\right)\right)}{n \cdot (n-1)} \qquad 3.$$

Значение коэффициентов меняется от -1 до +1, причем при положительном значении коэффициента равного единице последовательности рангов полностью совпадают, то есть $i = R_i$, и при коэффициентах равным отрицательному значению единицы последовательности рангов противоположны, то есть $i = (n+1) - R_i$, при $i = 1,2,\ldots n$. По величине отклонения коэффициентов от нуля можно сделать вывод о зависимости и независимости признаков.

Установлено, то при уровне значимости 0,05 одностороннего критерия информативности следует принять параметр, коэффициент которого по модулю более 0,5 [4].

Результат ранжирования для обозначенных выше параметров представлен в табл.1.

Таблица 1.

Влияния геолого-технологических факторов на прирост дебита скважины по нефти.

№	Анализируемые параметры	Параметры ранговой статистики					
		коэф. Кендала	значимость	корреляция	коэф. Спирмена	значимость	корреляция
1	Qн до	-0,4447	0	есть	-0,6242	0	есть
2	Qж до	-0,3929	0	есть	-0,5256	0	есть
3	Обводненость	-0,0476	0,292	нет	-0,0611	0,318	нет
4	Перфориров. мощность	-0,0164	0,425	нет	-0,02076	0,4361	нет
5	Глубина	-0,2036	0,009	есть	-0,2913	0,0109	есть
6	Время выдержки	-0,1301	0,047	есть	0,005553	0,4828	нет
7	Давление в процессе закачки	-0,138	0,046	есть	-0,177	0,0441	есть
8	Удельный объем закачки	0,04442	0,3049	нет	0,1957	0,0335	есть
9	Изменение давления в процессе закачки	0,0587	0,25	нет	0,09832	0,2229	нет
10	нефтенасыщенность	0,1613	0,031	есть	0,4256	0,0003	есть
11	пористость	0,101	0,122	нет	0,1525	0,118	нет
12	проницаемость	0,01798	0,418	нет	0,04096	0,3756	нет
13	Коэффициент расчлененности	0,00264	0,487	нет	0,06079	0,3189	нет
14	Коэффициент песчанитости	-0,1417	0,051	нет	-0,1623	0,1034	нет
15	Температура	0,04336	0,309	нет	0,1387	0,1407	нет
16	плотность нефти	0,03913	0,325	нет	0,0744	0,2822	нет
17	Вязкость	0,0386	0,328	нет	0,07896	0,2703	нет

Из приведенной таблицы видно, что основные факторы, влияющие на обработку следующие: дебиты скважины по нефти и жидкости до обработки, удельный объем закачки, давление нагнетания, время выдержки кислотного состава, глубина пласта и нефтенасыщенность.

Невысокие значения коэффициентов при ранжировании говорят о том, что существуют такие участки изменения информативных признаков, где тенденция корреляционной зависимости информативных признаков нарушается, либо не имеет явно выраженного характера. В силу этого ни один из факторов не может претендовать на роль универсального критерия информативности при подборе скважины при проведении геолого-технического мероприятия.

При выборе скважин для воздействия необходимо оценить их эффективность, как на качественном, так и на количественном уровне, определяя характер и степень влияния каждого из факторов проводимой технологии воздействия на ПЗП. Для определения зависимостей было

проведено статистическое моделирование с использованием многомерного регрессионного анализа.

Было принято, что *Yi* – показатели эффективности, *Xi* – факторы характеризующие параметры объекта воздействия и технологии (см. табл.1.). Взаимосвязь между выходными параметрами и независимыми переменными может быть описана уравнением множественной регрессии:

$$Y_i = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 + \ldots + b_iX_i \qquad 4.$$

b_i- оценки коэффициентов уравнения множественной линейной регрессии.

По приведенным выше факторам были построены базовая модель (с учетом всех анализируемых факторов) и модель с учетом параметров, выделенных ранговой корреляции (см. табл.2.).

Таблица 2.

Статистические модели, описывающие влияние факторов на прирост дебита нефти скважины.

Статистические модели	Параметры достоверности			
	R	Критерий Фишера F		решение
		расч.	табл.	
$\Delta Q_н$=-7,8–0,66$Q_{ндо}$+0,1$Q_{ждо}$+0,01Обв -0,002h–0,001$H_{пл}$–0,06$T_{выд}$–0,01$P_{зак}$ +0,02$V_{зак}$+0,006$\Delta P_{зак}$-1,528S–0,03m +0,2k+1,243$k_{расч}$-0,92$k_{песч}$+0,03T +15,34$\rho_{нефти}$ -0,03$\nu_{нефти.}$	0,65	1,925	2,26	значимо
$\Delta Q_н$=0,81–0,54$Q_{ндо}$+0,001Обв -0,0012h–0,0001$H_{пл}$–0,09$T_{выд}$–0,015$P_{зак}$ +0,045 $V_{зак}$ +3,152S.	0,58	3,4	3,75	значимо

Примечание: параметры уравнения взяты при следующих единицах измерения: $\Delta Q_н$ [т/сут.], $Q_{ндо}$ [т/сут.], $Q_{ждо}$ [$м^3$/сут.], Обв [%], h [м], $H_{пл}$ [м], $T_{выд}$ [час], $P_{зак}$ [атм.], $V_{зак}$ [$м^3$],+$\Delta P_{зак}$ [атм.], S [доли ед], m [доли ед], k [$мкм^2$], $k_{расч}$ [ед], $k_{песч}$ [ед.], T[^{0}C], $\rho_{нефти}$ [г/$см^3$], $\nu_{нефти}$ [мПа/с.]

Расчеты по данным моделям будут надежны, если параметры работы скважины и проведения технологии находятся в пределах изменения рассматриваемых факторов. Оценка в отдельных случаях может иметь существенные погрешности, что указывает на необходимость увеличение факторов, характеризующих состояние объекта и технологических параметров воздействия, а также более детальный учет физико-химических процессов.

Таким образом, для основных объектов разработки месторождений республики Татарстан установлена степень влияния параметров состояния объекта и технологии воздействия. Пользуясь, полученными статистическими моделями можно решать задачи по выбору объекта и планированию технологической эффективности проведения работ.

Для выбора наиболее эффективного кислотного состава была проведена серия экспериментов. Было проведено предварительное исследование совместимости растворов и композиций кислот с поверхностно-активными веществами. Совместимость композиций реагентов определяли по образованию в смеси истинных растворов или выпадению в осадок поверхностно-активных веществ. Для проведения исследований по

воздействию на терригенные и низкопроницаемые (тонкопоровые) карбонатные пласты были приготовлены композиции приведенные в табл.3

Таблица 3

Исследуемые кислотные композиции

№ состава	Концентрация компонентов, %				
	HCL	HF	$CHCOOH_3$	$Аф_{9-12}$	Плав солей
1	18	-	-	-	-
2	18	2	3	-	-
3	18	2	3	0,5	-
4	18	2	3	0,5	0,02
5	18	2	-	0,5	0,02

Наблюдение велось при 20° и 70°С в течение рабочего дня и через 24 часа. Определялись следующие показатели: плотность, вязкость, велось визуальное наблюдение за изменением внешнего вида композиций. Результаты исследований приведены в таблице 4

Таблица 4.

№ состава	20°С			70°С		
	плотность, $кг/м^3$	вязкость, сПз	визуальное наблюдение	плотность, $кг/м^3$	вязкость, сПз	визуальное наблюдение
1	1088	1,38	Истинный раствор	1090	1,35	Истинный раствор
2	1111	1,41	Истинный раствор	1113	1,40	Истинный раствор
3	1122	1,39	Истинный раствор	1125	1,35	Истинный раствор
4	1127	1,41	Истинный раствор	1130	1,40	Истинный раствор
5	1129	1,40	Истинный раствор	1130	1,40	Истинный раствор

Анализ результатов исследования физических свойств композиций кислотных растворов показал следующее:

1. все исследуемые компоненты хорошо совместимы, так как полученные композиции образуют истинные растворы.

2. вязкость композиций меняется слабо, как по составу, так и с увеличением температуры и составляет 1,4 сПз.

Далее проводились исследования растворимости образцов мрамора в кислотных растворах в статических условиях (кислотная ванна).Были подготовлены образцы в виде кубиков размером приблизительно 1х1х1 см. Кубики были взвешены, рассчитана их удельная поверхность. На дистиллированной воде приготовлены кислотные композиции. Кубики были помещены в приготовленный раствор при соотношении площади кубиков и объема раствора 1:1 при температуре 20 °С и нормальном атмосферном давлении. С использованием прибора Кларка определяли кинетику газовыделения, представленную на рис.6 Через 1 час кубики вынули из растворов, промыли дистиллированной водой, просушили до постоянного веса в сушильном шкафу и взвесили. Кислотные растворы титровали для

определения кислотности, измеряли поверхностное натяжение, плотность и вязкость до и после проведения опытов.

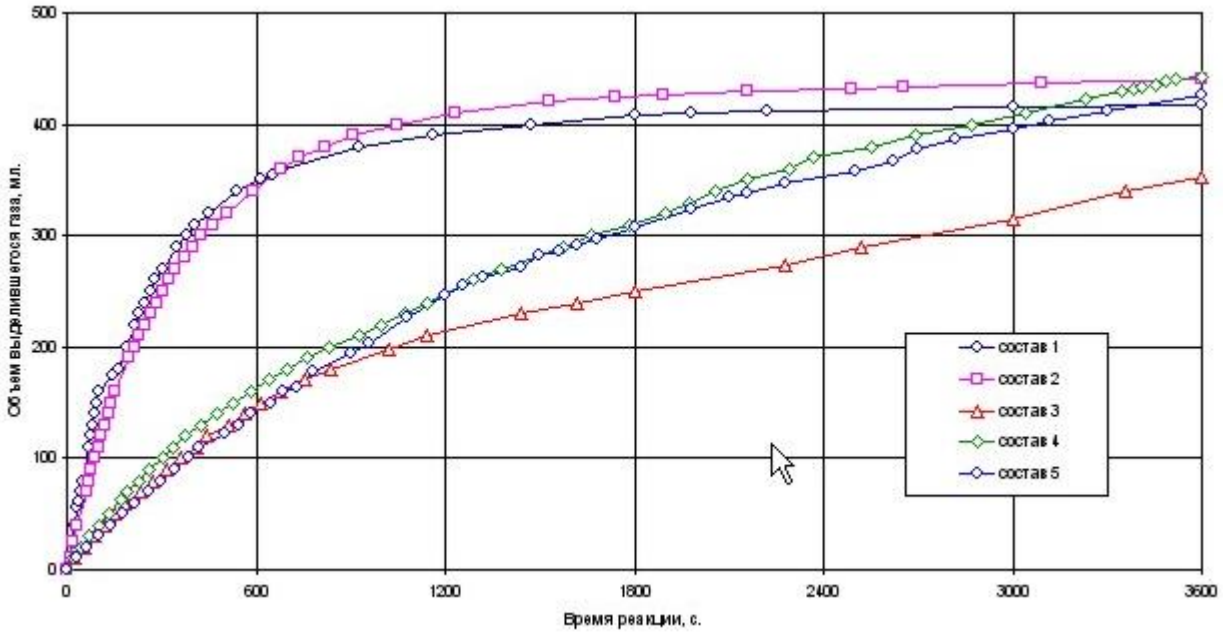


Рис.6. Кинетика газовыделения композиций кислотных составов
Состав 1 - 18%HCL; состав 2 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$;состав 3 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5 % $АФ_{9\text{-}12}$; состав 4 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5% $АФ_{9\text{-}12}$+ Плав солей; состав 5 - 18%HC +2%HF+0,5% $АФ_{9\text{-}12}$+ Плав солей

Композиционные составы на кислотной основе характеризуются скоростью растворения пород и скоростью нейтрализации кислоты. Скорость растворения приведенная на рис.7.определяется из соотношения:

$$V_p = \frac{Q_{ni}}{S_i \cdot t_i}, \qquad 5$$

где Q_{ni} - масса растворенной породы, за период взаимодействия, кг, S_i - площадь поверхностей контакта испытуемого образца с составом, м^2, t_i - время взаимодействия образца в составе, час.

На основании данных по скорости растворения (данные приведены в табл.5.) Можно сделать следующие выводы, что скорость растворения образцов в разработанных растворах (составы 4,5) значительно меньше, чем в базовом растворе (состав 1), и кратность снижения скорости растворения данных составов по сравнению с базовым составила 3,2 и 4,7 соответственно для 4 и 5 составов. Данные показатели свидетельствуют о более глубоком проникновении предлагаемых кислотных композиций.

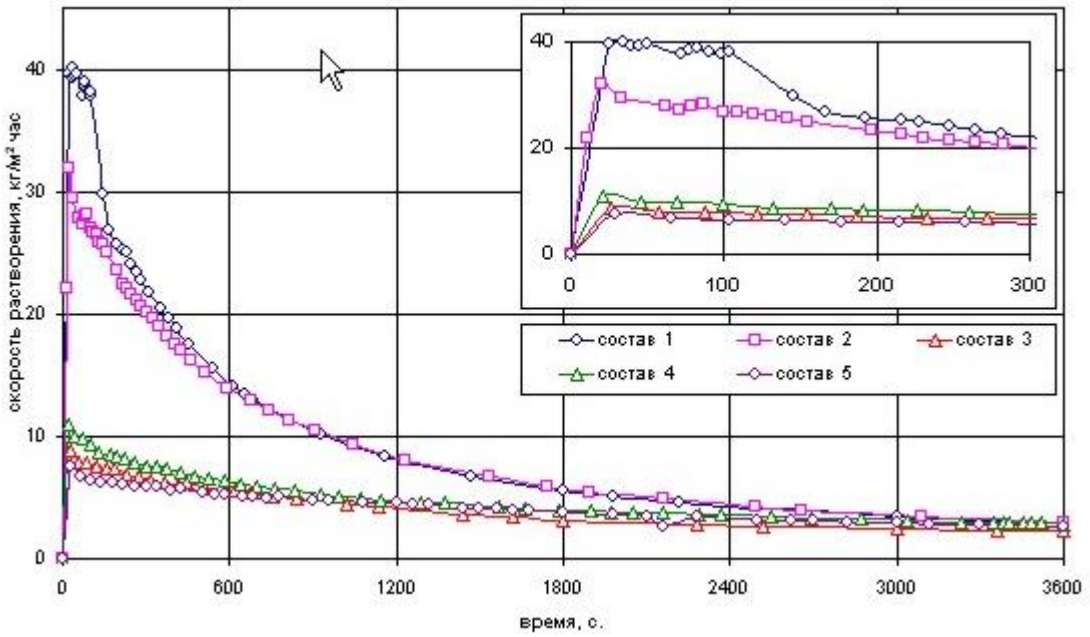


Рис.7. Скорость растворения композиций кислотных составов Состав 1 - 18%HCL; состав 2 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$;состав 3 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5 % $АФ_{9-12}$; состав 4 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей; состав 5 - 18%HC +2%HF+0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей

Таблица 5

Показатели скорости растворения мрамора и их кратность по сравнению с базовым раствором

№	Состав композиции	Скорость растворения, кг/м^2 час.	Кратность превышения скорости состава №1
1	18%HCL	40	-
2	18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$	29,4	1,4
3	18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5 % $АФ_{9-12}$	9,5	4,2
4	18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей	12,5	3,2
5	18%HC +2%HF+0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей	8,5	4,7

При растворении мрамора происходит нейтрализация кислотных составов в соответствии с рис.8

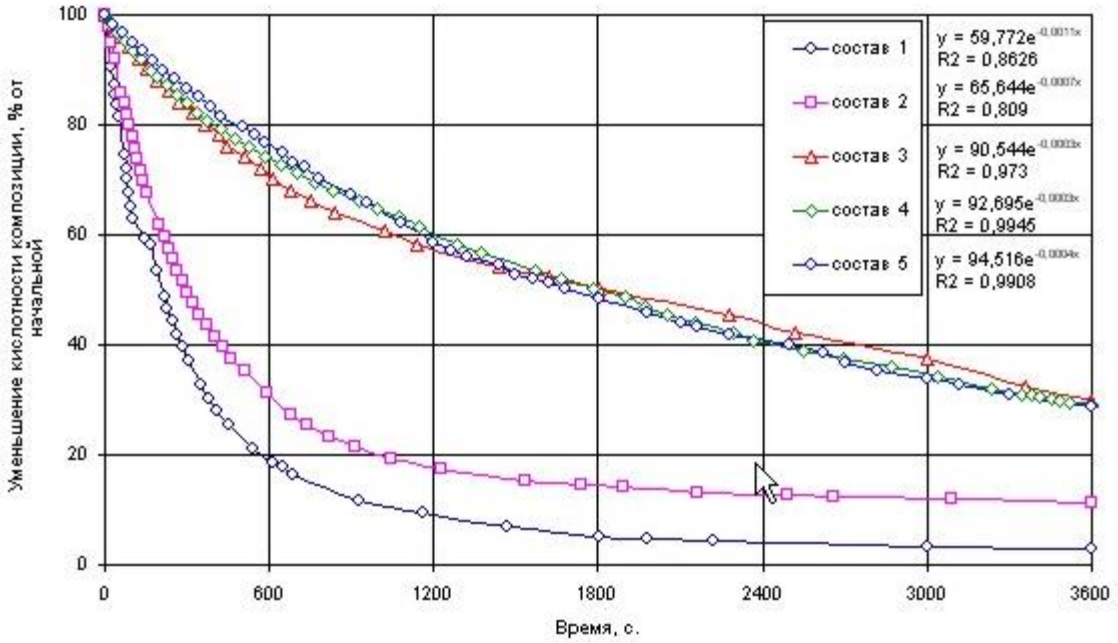


Рис.8. Нейтрализация композиций кислотных составов во времени по отношению к первоначальной

Состав 1 - 18%HCL; состав 2 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$;состав 3 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5 % $АФ_{9-12}$; состав 4 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей; состав 5 - 18%HC +2%HF+0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей

Из рисунка 8. видно, что наиболее активно нейтрализуется базовый состав и по истечению 30 минут он нейтрализовался. Разработанные составы нейтрализуются медленней и по истечению 60 минут их остаточная кислотность составляет более 30% от первоначальной. Из рисунка 8. видно, что по истечении часа концентрация кислотных композиций разработанных составов составляет 9% в пересчете на соляную кислоту.

Далее необходимо определить скорость нейтрализации кислотных составов, которая характеризует интенсивность нейтрализации состава и оценивается из соотношения:

$$V_н = \frac{Q_{кі}}{S_i \cdot t_i}, \qquad 6.$$

где $Q_{кі}$ - количество кислоты, пошедшее на реакцию за фиксированной время, кг, S_i - площадь поверхностей контакта испытуемого образца с составом, м^2, t_i - время взаимодействия образца в составе, час.

Скорость нейтрализации кислотных композиций приведена на рис.9., из которого видно, что нейтрализация происходит по экспоненциальному закону, который описывается в общем виде зависимостью:

$$C = C_o e^{-\alpha \cdot t}, \qquad 7$$

где *C, Co* – текущая и исходная концентрации кислоты;

α – коэффициент, учитывающий физико-химические процессы взаимодействия; *t* – время.

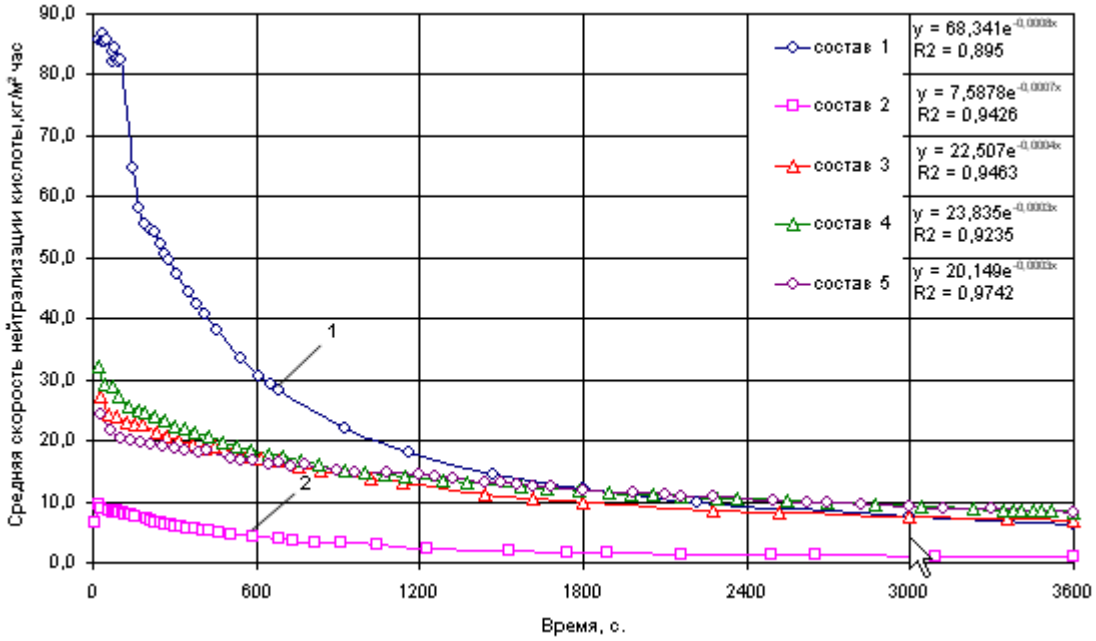


Рис.9. Скорость нейтрализации кислотных композиций.
Состав 1 - 18%HCL; состав 2 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$;состав 3 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5 % $АФ_{9-12}$; состав 4 - 18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей; состав 5 - 18%HC +2%HF+0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей

Математической обработкой результатов измерений установлена эмпирическая зависимость между временем нейтрализации и ее текущей концентрацией в виде:

$$C = 20{,}149e^{-0{,}0003t}$$

Для исследования коррозионной активности кислотных растворов были отобраны образцы стали марки Ст 08Х22М6Т, Ст 288, Ст 3. Результаты исследований приведены в таблице 6. и на рис.10

Таблица 6

Показатели скорости коррозии и их кратность по сравнению с базовым раствором

№	Состав композиции	Скорость коррозии, г/м^2 час.	Кратность превышения скорости состава №1
1	18%HCL	10	-
2	18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$	12	-
3	18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5 % $АФ_{9-12}$	3,25	3
4	18%HCL + 2%HF+ 3%$CHCOOH_3$ + 0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей	2,3	2,5
5	18%HC +2%HF+0,5% $АФ_{9-12}$+ Плав солей	0,8	10

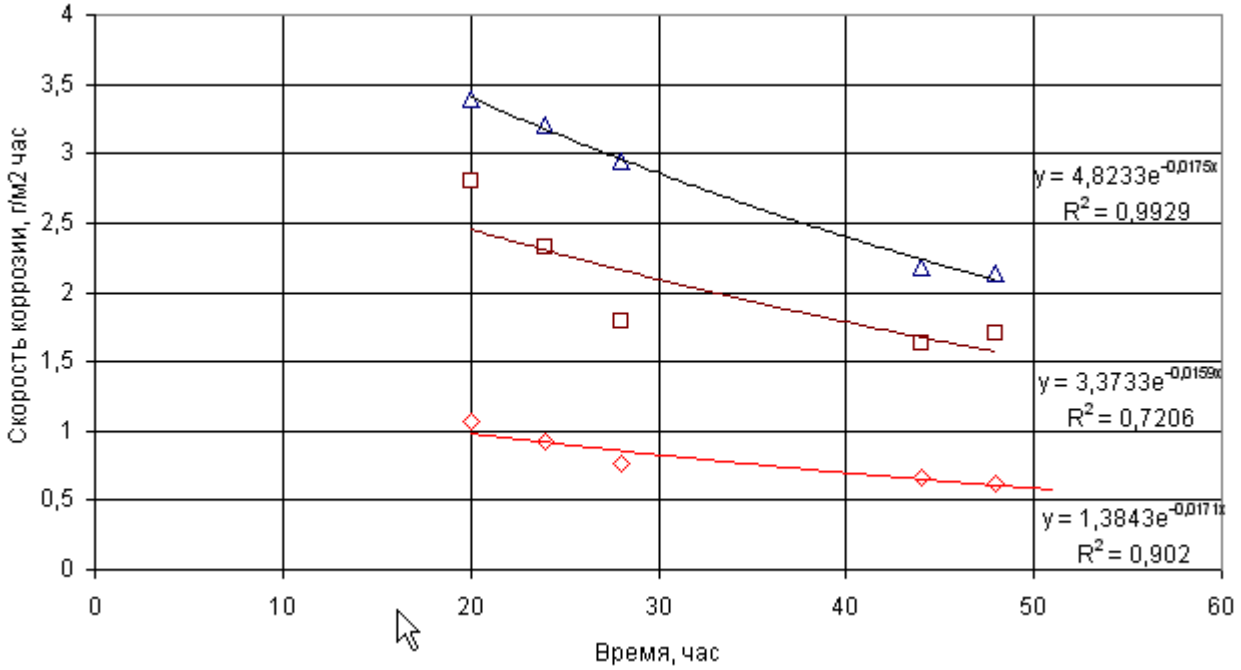


Рис.10. Скорость коррозии различных кислотных составов.

На основании приведенных экспериментов были разработаны композиции для разных геолого-промысловых условий таблица 7

Таблица 7

№	Наименование состава.	Состав раствора мас.%:	Технология проведения работ
1.	Кислотный состав улучшенной фильтруемости.	ингибированная соляная кислота (в пересчете на HCL) 18,0 %, фтористоводородная кислота 2,0%, поверхностно - активное вещество 0,5 %, плав солей 0,02 %, вода - остальное.	Закачка приготовленного раствора
2.	Стабилизированный кислотный состав	ингибированная соляная кислота (в пересчете на HCL) 18,0 %, фтористоводородная кислота 2,0%, поверхностно - активное вещество 0,5 %, уксусная кислота 3%, плав солей 0,02 %, вода - остальное.	Закачка приготовленного раствора
3.	Кислотный состав + растворитель.	Кислотные составы по пункту 1,2 и растворитель в состав которого входят СФПК – 50%, Дизтопливо – 50%	Циклическая закачка оторочек растворов.
4	Кислотный состав направленного действия	Кислотные составы по пункту 1,2 и отклонитель в состав которого входят Тяжелая нефть – 50%, Раствор хлористого кальция – 50%	Циклическая закачка оторочек растворов.

В процессе проведения технологии на скважине необходимо контролировать следующие параметры: температуру и давление, расход закачиваемых композиций. Примером может служить проведение технологической

операции по закачке кислотной композиции на скважине №20337 Миннибаевской площади.

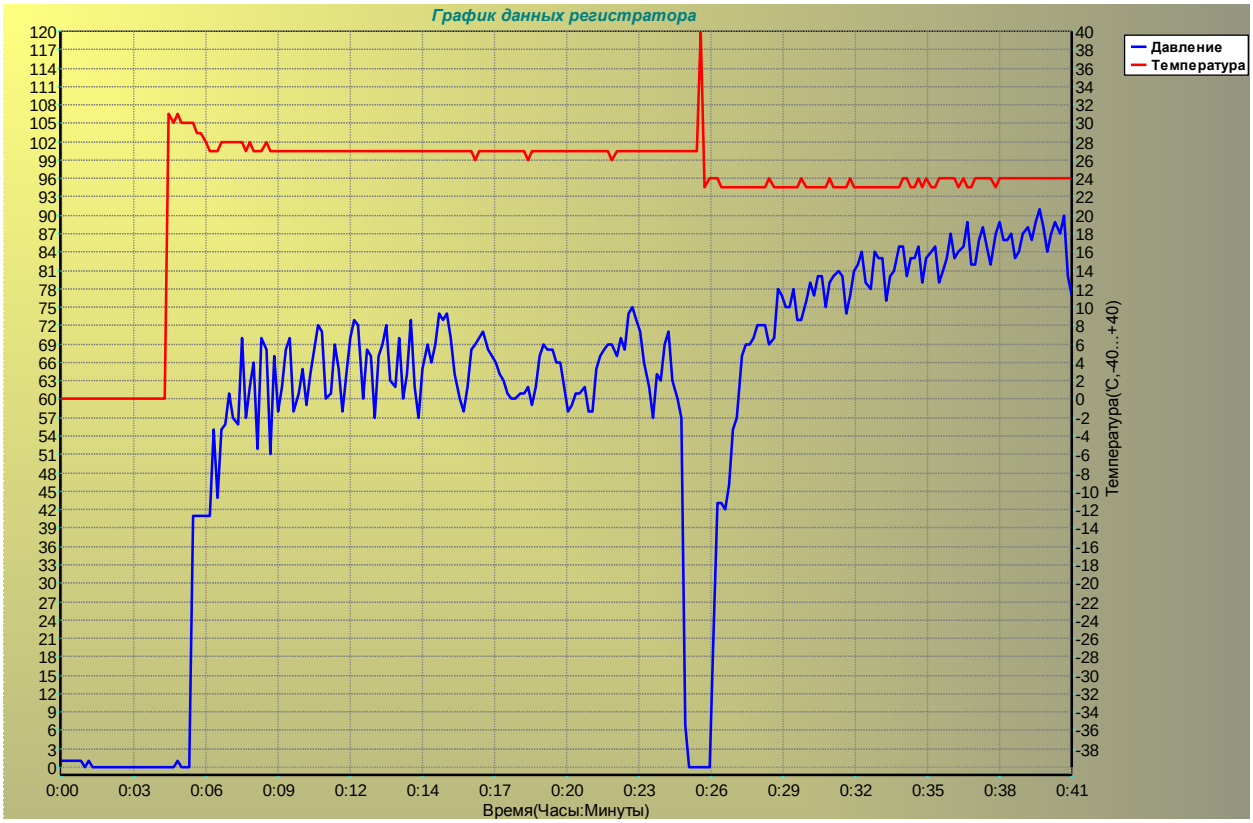


Рис.11. Диаграмма изменения устьевого давления и температуры при закачке кислотного раствора.

Закачка кислотного состава в объеме 6 м^3 проводилась при давлении 42-75 атм, в течении 20 минут, продавка в пласт осуществлялась раствором ПАВ в объеме 5 м^3 давление поднялось до 95 атм., время продавки 20 минут

По полученным данным можно контролировать правильность проведения технологии на каждом из объектов воздействия.

Описанный комплексный подход к проведению обработок скважин делает проводимые геолого-технические мероприятия более успешными и делает их более рентабельными.

Список используемых источников информации:

1. Аветисов А.Г., Булатов А.И., Шаманов С.А. Методы прикладной математики в инженерном деле при строительстве нефтяных и газовых скважин. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003 г. - 239 с.

2. Айвазян С.А., Енюков И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика: Основы моделирования и первичная обработка данных. Справочное изд. / Москва Финансы и статистика. – 1983 г. - 471 с.

3. Поллард Дж. Справочное руководство по вычислительным методам статистики/ пер с англ. Занадворова; под ред. и с предисловие Е.М. Четырина. – М.: Финансы и статистика, 1982.-344 с.

4. Кулаичев А.П. «Методы и средства анализа данных в среде Windows STADIA» М: Информатика и комьпьютеры,1999.-341 с.
5. Шахвердиев А.Х., Каимуллин А.Ф. «Ранговые методы прогноза эффективности воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС)» сборник научных трудов ВНИИ, выпуск 104, повышение эффективности технологических процессов добычи нефти, М.,1988 г., 73 с

СЕКЦИЯ: ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

МОДЕЛИРОВАНИЕ И АДАПТАЦИЯ МГРП В УСЛОВИЯХ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Брусничкин А.М. *BrusnichkinAM@samnipi.rosneft.ru*
Каллин И.В. *KallinIV@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», Самара

Аннотация
В настоящей работе рассмотрена оценка и прогнозирование уровней добычи нефтематеринских пород доманиковых отложений.
Ключевые слова: нефтематеринская порода, гидроразрыв пласта, моделироание.
Abstract
This paper considers the assessment and forecasting of the production levels of oil source rocks of Domanic deposits.
Keywords: oil source rock, hydraulic fracturing, modeling.

В настоящее время наблюдается общемировая тенденция снижения уровней добычи традиционных углеводородов. Ярким примером успешного опыта применения новых технологий по добыче трудноизвлекаемых запасов является добыча сланцевой нефти в США. Основное отличие сланцевой нефти от традиционных запасов является в природе происхождения углеводородов. Так, традиционные месторождения нефти образуются в результате миграции углеводородов из нефтематеринской породы в породу коллектор, в то время, как сланцевая порода сама по себе выступает в роли источника сланцевой нефти. В связи с крайне низкой проницаемостью таких пород, нефть не способна мигрировать из материнской толщи, которая в итоге сама выступает в качестве резервуара со значительными запасами [1, 2].

Коллекторы с нетрадиционными запасами УВ требуют применения новейших (зачастую дорогостоящих) технологий, в т.ч. бурения горизонтальных скважин (ГС) и проведения многостадийного гидравлического разрыва ласта (МГРП) [3].

Аналогом залежей сланцевой нефти в США в России выступают доманиковые отложения. Ресурсный потенциал доманиковых отложений составляет более 500 млн. т. по Самарской и Оренбургской областям.

Целью данной работы является оценка и прогнозирование уровней добычи нефтематеринских пород доманиковых отложений.

Основной проблемой при построении гидродинамической модели для оценки темпов падения добычи нефти являются неопределённости, возникающие в ходе работы, а именно:

- Проницаемость породы - крайне низкие значения проницаемости нефтематеринских пород;
- PVT свойства - трудности с отбором глубинных проб из толщ Доманиковых отложений;
- Дизайн ГРП – проницаемость трещины, полудлина и высота, проводимость;
- Короткое время работы скважин – отсутствие истории разработки доманиковых отложений для качественного построения ГДМ;
- Вклад стадий ГРП в дебит скважины.

Было проанализировано более 100 итераций адаптации добычи с различными значениями параметрами неопределённостей. Три реализации с абсолютно разными значениями параметров дают одинаковую сходимость с историческими значениями.

Рассчитанная накопленная добыча нефти за 30 лет в данных реализациях отличается почти на 50%. Предлагается выбрать пессимистичный вариант, как наиболее обрискованный для последующей профиля добычи по месторождению и экономической эффективности.

Согласно рассчитанным темпам падения добычи нефти были оценены уровни добычи на нескольких лицензионных участках АО «Самаранефтегаз» и ПАО «Оренбургнефть». Полученные результаты требуют дополнительного поиска путей оптимизации экономических показателей проекта.

В качестве поиска путей оптимизации экономики была построена зависимость запускного дебита от стоимости скважины для оценки проектов на доманиковые отложения при помощи темпов падения добычи.

Значительную часть от выручки при разработке проекта отнимают капитальные затраты на бурение и освоение скважин, а также на поверхностное обустройство месторождений. В связи с этим предлагается уменьшать стоимость скважин до необходимого значения, которое можно определить по выработанной методике оценки рентабельной стоимости скважин.

Таким образом, предлагаемый подход по оценке рентабельной стоимости строительства и обустройства скважины позволяет выявить границу, до которой необходимо снизить капитальные затраты с целью достижений положительного экономического эффекта по проектам на доманиковые отложения.

Список используемых источников информации:

1. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Парпарова Г.М. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / Под ред. С.Г. Неручева. М.: Недра, 1986. 247 с.
2. А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.П. Фадеева, А.Х. Богомолов, Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, В.В. Мальцев, Н.В. Пронина, Р.С. Сауткин, А.А.

Суслова, Т.А. Шарданова. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2015. № 3. С. 3-10;
3. Методические указания компании: Подходы к разработке баженовской свиты на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» / № П1-01.03 М-0099 (с изменениями, внесенными приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.02.2017 № 108, введенными в ООО «РН-БашНИПИнефть» Приказом от 16.03.2017 № 96). Москва, 2014, 59 с.;

ПРЕДОТВАЩЕНИЕ ОТКАЗОВ УЭЦН ПО ПРИЧИНЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В НКТ

Должикова И.С. *DolzhikovaIS@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В данной работе представлено технологическое решение проблемы образования отложений в трубе НКТ с помощью разработки программно-аппаратного комплекса контроля отложений в НКТ с применением датчиков-контроля ТМС на входе и выходе электроцентробежного насоса.
Ключевые слова: парафин, нефть, электроцентробежный насос.
Abstract
This paper presents a technological solution to the problem of the formation of deposits in the tubing pipe by developing a software and hardware complex for monitoring deposits in the tubing using TMS control sensors at the inlet and outlet of an electric centrifugal pump.
Keywords: paraffin, oil, electric centrifugal pump.
Одним из осложняющих факторов добычи нефти на месторождениях являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ).
Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. При движении смеси к устью скважины снижается ее температура, нарушается фазовое равновесие отдельных углеводородов в смеси и происходит их выделение в виде твердых фракций, так образуются отложения парафина, смол и асфальтенов.
Наличие отложений в трубах НКТ приводит к снижению дебитов добывающих скважин, увеличению отказов ЭЦН, образованию глухих пробок. В свою очередь, образование глухих пробок осложняет процесс глушения скважины во время ТКРС, а также характеризуются высокой стоимостью и сложностью технологического процесса их ликвидации.
В данной работе представлено технологическое решение проблемы образования отложений в трубе НКТ с помощью разработки программно-

аппаратного комплекса контроля отложений в НКТ с применением датчиков-контроля ТМС на входе и выходе электроцентробежного насоса.
Разработана математическая модель, описывающая физические процессы в системе пласт-скважина-насос, адаптация которой с помощью датчиков ТМС и замеренного давления на буфере и забое скважины, позволит отслеживать изменения давления и температуры по стволу скважины, прогнозировать образования отложений в трубе НКТ, а также контролировать работу насосного оборудования.
Комплексный подход описания процессов, происходящих в системе пласт-скважина-насос, дает возможность предупреждать образования отложений в НКТ, а если таковые уже имеются, то предлагать оптимальный способ их удаления.
Внедрение данного модуля в существующий программный комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессами нефтедобычи, а также формирование базы статистических данных, позволяет создать автоматизированную самообучающуюся программу по выявлению осложненного отложениями фонда и разработки программ оптимизации работы скважины.

Список используемых источников информации:

1. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа-Москва: Издательство «Нефть и Газ» РГУ нефти и наза им. И.М.Губкина, 2008.
2. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред-Москва: Наука, 1987.
3. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», под ред. Ш.К. Гиматутдинов-Москва, «Недра», 1983.

ПРАКТИКА ОЦЕНКИ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО РАЗРУШЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Куликов Д.Н. *orientterra.kz@gmail.com*
ТОО «ОРИЕНТ ТЕРРА», г. Кызылорда

Аннотация
В данной работе рассмотрены вопросы преждевременного выхода из строя подвески насосно-компрессорных труб. Представлены результаты исследований механических и химических свойств металла НКТ. Даны рекомендации по дальнейшей эксплуатации.
Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, нефть, осложнения при эксплуатации.
Abstract
This paper discusses the issues of premature failure of the tubing suspension. The results of studies of mechanical and chemical properties of tubing metal are presented. Recommendations for further operation are given.

Keywords: tubing, oil, operational complications.

Увеличение межремонтного периода работы скважины является одной из основных задач, возникающих перед специалистами, осуществляющими эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений. Настоящая статья посвящена проблеме преждевременного выбытия скважин из эксплуатации в связи с потерей герметичности лифтового пространства насосно-компрессорных труб. Данное осложнение возникло при эксплуатации скважин оборудованных НКТ диаметром 73 мм., с толщиной стенки 5,5 мм. в АО «ТУРГАЙ ПЕТРОЛЕУМ», где эксплуатируются трубы, произведенные в соответствии со стандартом американского нефтяного института API 5CT группа прочности N80, компанией Shengli Jilfield Highiand Petroleum Equipment Co, Ltd Китай. В результате эксплуатации появились сильная неравномерная по площади коррозия, и как результат свищи и потеря герметичности колонн. Примером являются представленные на рисунках 1 и 2 образцы НКТ со скважин №№ 2341, 2515.

а) б)

Рис.1. Фото внутренней поверхности образцов НКТ
а) – скважина №2341, б) – скважина №2515

а) б)

Рис. 2. Фото наружной поверхности образцов НКТ
а) - со скважины №2341, б) – со скважины №2515

На представленных фотографиях образцов НКТ видно, что на внутренней поверхности труб имеются большие очаги коррозии и на обоих из них произошла сквозная коррозия трубы с образованием свища.

С целью выяснения причин образования сквозных свищей на колоннах НКТ по ряду скважин, проведены исследования химического состава и механических свойств стали образцов труб. По полученным данным представлены сравнительные характеристики в соответствии со стандартом американского нефтяного института API 5CT.

В соответствии со стандартом, для образцов НКТ группы прочности N80, исследуются следующие химические элементы: P не более 0,03, S не более 0,03, остальные элементы контролируются в соответствии с паспортом труб, представленных производителем. Сводные требования и результаты исследований по представленным образцам НКТ группы прочности N80 указаны в таблице 1.

Таблица 1

Результаты химического анализа металла образцов НКТ

Обр.	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Mo	V	Al
	0.34 - 0.39	0.20 - 0.35	0,90 - 1.50	≤ 0.030	≤ 0.03	≤ 0.015	≤ 0.2	≤ 0.2	-	-	-
2341	0,34	0,35	1,37	0,019	0,015	н/о	н/о	0,11	0,01	н/о	0,01
2515	0,39	0,30	1,36	0,019	0,03	н/о	н/о	0,09	0,005	н/о	0,01
2160	0,34	0,34	1,39	0,017	0,02	н/о	н/о	0,12	0,006	н/о	0,01
2215	0,34	0,26	1,37	0,019	0,02	н/о	н/о	0,10	0,009	н/о	0,01
2300	0,34	0,35	1,37	0,019	0,02	н/о	н/о	0,11	0,006	н/о	0,01

Примечание содержание Mo, Ti, V, Al не регламентируется.

Проведенные исследования химического состава образцов НКТ показали соответствии заявленным требованиям в соответствии со стандартом API 5CT НКТ группа прочности N80 и сертификатом качества труб завода изготовителя. В соответствии с ГОСТ 4543-71 марка стали соответствует 35 Г2.

Определение механических свойств образцов проводилось на универсальной гидравлической машине ЦМДУ-30 с усилием 30 т. Точность определения усилия составляет ± 1%. Осредненные показатели проведенных механических исследований представлены в таблице 2

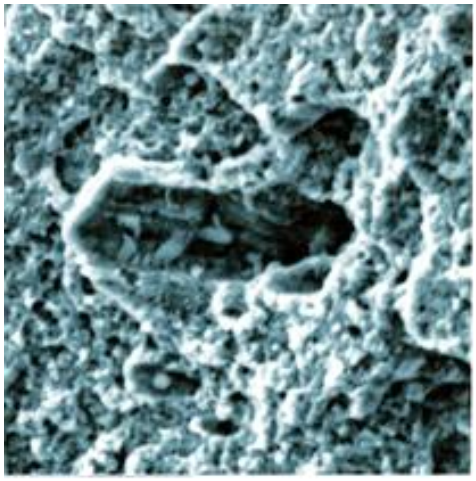
Таблица 2

Результаты оценки механических свойств металла образцов НКТ

Образец	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %
API 5CT группа прочности N80	не менее 689	552 - 758	-
Сертификат качества завода изготовителя	не менее 655	не менее 552	не менее 19
2215	753,7	670,2	19
2300	741,2	619,25	20,0
2215	746,6	668,7	21,3
2341	688,0	622,2	21.7
2160	718,6	668,2	19

Проведение исследований показателей механических свойств образцов на соответствие стандарту API 5CT НКТ группа прочности N80, показала соответствие показателей полученных в результате исследований и регламентирующих документов.

Проведенные микроструктурные исследования, показали инородные включения в изломе, представленные на рисунке 3.



20 мкм

Рис.3. Электронное изображение включений в образец металла.

Оценка спектра данного включения, представленного на рисунке 4 показала, что это сульфиды.

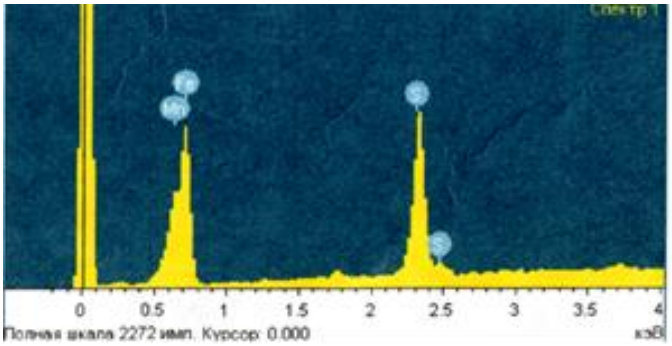


Рис.4. Спектр включения в образец металла

Эти включения могли послужить катализатором в образовании питинговой корозии.

В заключении можно сделать следующие выводы:

- проведенная оценка химических и механических свойств образцов труб НКТ, преждевременно вышедших из эксплуатации показала соответствие стандарту API 5CT НКТ и сертификату качества завода изготовителя;
- причиной преждевременного разрушения стали послужили посторонние примеси, которые для данной группы прочности N80 стандартом не регламентируются;

- оценка марки стали с ГОСТ 4543-71 показала низкий сорт - 35 Г2, к примеру, трубы российского производства имею более высокое содержание углерода, а вместе с этим высокие эксплуатационные характеристики.

Список используемых источников информации:

1. Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия стандарт API 5CT издание 9, 09. 2011, дата введение 1.01.2012.
2. Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных в нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004).

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГДИС ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ СВАБИРОВАНИЕМ

Исмаилов Ю.Р. *ismailov.y.r@gmail.com*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В последнее время, на фоне возрастающего спроса на углеводороды и сокращения легкодоступных запасов, количество проводимых исследований и геолого-технических мероприятий возрастает в геометрической прогрессии. Все это ведет к перестроению экономической политики компании, в частности, к переходу к более эффективным способам проведения различных промысловых операций и менее ресурсозатратным способам организации добычи.
Целью данной работы является оптимизация гидродинамических исследований при освоении скважины свабированием.
В процессе работы был произведен анализ текущего состояния и технологии проведения ГДИ на месторождениях Самарской области. Выявлены проблемы, решение которых позволит разрешить и оптимизировать текущую процедуру проведения исследований.
Для решения проблемных сторон был проанализирован зарубежный и отечественный опыт в данной области. Предложены пути реализации и адаптации данного опыта на месторождениях Самарской области. Также предложен альтернативный способ проведения исследования - технология собственного конструирования, которая позволяет наиболее рентабельно и технологически эффективно осуществлять операции на скважине, оптимизировав имеющиеся финансовые и трудовые ресурсы.
Ключевые слова: свабирование, ГДИ, ГДИС, гидродинамические исследования скважин, освоение скважины.
Abstract

Nowadays, the structure of hydrocarbon reserves in companies has significantly changed. The depletion of unique and large deposits are occurring, and the number of hard-to-recover reserves are increasing. In this situation company fully change economic strategy. Last time, demand for hydrocarbons is extremely growing, the number of operation and geological and technical activities is increasing exponentially. These facts lead to a restructuring of the company's economic policy, in particular, to a transition to more efficient methods of conducting various field operations and less resource-intensive methods of organizing production.
The aim of this work is to optimize operation of well test analysis during well completion by swabbing.
During the work, an analysis of the current situation in was made and technology which use for well testing at the fields of the Samara region was research. All problems are identified, the solution of its will allow to resolve and optimize the current research procedure.
To solve all problems which was declare in the work was analyzed foreign and local technology and experience. Finally, an alternative method, which was made by own, allows to provide the most cost-effective and technologically efficient operation of the well, optimizing the available financial and labor resources.
Key words: WTA, well test, swab, swabbing, well completion,

Введение

В последнее десятилетие структура запасов углеводородов претерпела значительные изменения. Произошло истощение залежей легкой нефти, большинство месторождений перешли на последнюю стадию разработки. В связи с чем, особое внимание, в последнее время, отводится проводимым на скважинах геолого-техническим мероприятиям (ГТМ), которые являются основным способом наиболее рентабельно и экономически эффективно вернуть в работу скважины, вывести из бездействия, сохранить или приумножить дебиты. Составление программы ГТМ напрямую зависит от качества проведенных прежде геофизических и гидродинамических исследований скважин, количество которых, по очевидным причинам, с каждым днем неуклонно растет. На фоне данной тенденции актуальным является оптимизация проведения исследований, с целью избавления от нежелательных затрат и увеличения эффективности работ.

Цель данной работы является оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) при освоении скважины свабированием.

В работе представлена информация о текущей ситуации при проведении ГДИС, возможные пути улучшения эффективности исследований и экономической рентабельности данного процесса.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить ряд определенных задач:

1) Провести анализ текущего состояния и технологии проведения ГДИ
2) Выявить проблематику и пути решения проблем
3) Оценить мировой и отечественный опыт применения методов и технологий в данной области
4) Рассчитать экономическую рентабельность внедрения нового решения

5) Сделать итоговый вывод о целесообразности проведения оптимизации с учетом имеющихся достижений

1. Текущее состояния гидродинамических исследований в Самарской области

Большинство месторождений углеводородов в мире находятся на завершающей стадии разработки. На фоне наблюдаемого роста спроса на углеводороды и нестабильную ситуацию на политической арене, которая, в свою очередь, ведет к изменению рыночной стоимости углеводородов на мировом рынке, основной задачей всех нефтегазовых компаний является поддержания, а в некоторых случаях и увеличение, уровней добычи. Увеличение количества разведочных работ и геолого-технических мероприятий, приобщение изначально нецелевых объектов, внедрение совместной эксплуатации нескольких продуктивных интервалов, пластовое давление которых значительно уменьшилось от начального и не позволяют проводить фонтанную эксплуатацию, свабирование является основным методом освоения скважины. Процесс компрессирования при ГТМ ПНЛГ невозможен, ввиду нахождения выше по разрезу продуктивного, ранее вскрытого интервала, а применения технологии гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) является весьма дорогостоящим.

В результате анализа имеющихся данных, в последние годы операции свабирования проводились в большом количестве. (Рисунок 1). Принимая во внимание, что освоение свабирование применяется не только при приобщении выше/ниже лежащих интервалов, но и также при после ремонтно-изоляционных работ, оптимизации процесса освоения скважины остается актуальной.

Год	Кол-во успешных ГТМ ПНЛГ	Всего ГТМ ПП	Доля ПНЛГ из всего кол-ва ПП, %
2019	51	161	32
2018	34	166	20
2017	42	176	24
2016	32	171	19

Рис.1.– Статистика успешно проведенных операций ГТМ ПНЛГ

На основании анализа бизнес-плана компании (Таблица 1) на ближайшие два года, количество операций перевода и приобщения будет составлять более 60-ти, что еще раз подтверждает необходимость проведения оценки эффективности работ и возможно оптимизации процесса.

Таблица 1

Количество запланированных ГТМ ПНЛГ на 2020-2021 согласно бизнес-плана

Год	Всего ГТМ ПП	Количество ГТМ ПНЛГ, %
2021	218	65
2020	203	61

2. Процесс освоения скважины свабированием

Основной элемент системы – сваб (поршень), имеющий одну или несколько манжет, которые функционируют, как обратный клапан. Уровень жидкости в нефтяной скважине понижается за счет этой комплектующей. Процесс представляет собой специфический дренаж, направленный на освоение нефтеносной области. Сваб оборудован обратным клапаном, грузовыми штангами и манжетами для уплотнения. Технология заключается в том, что сваб помещают в пространство насосно-компрессорных труб. Он погружается в жидкость за счет конструктивных особенностей. При вынимании сваба обратный клапан закрывается, а столб жидкости, который включает в себя несколько технологических операций. (Рисунок 2). В ходе анализа данного процесса было выявлено несколько факторов, которые влияют на качество и эффективность проведения операции. Во-первых, это необходимость в дополнительной спуско-подъемной операции, из-за необходимости смены компоновок при переездах партий. Во-вторых, невозможность контроля процесса регистрации давления. Иногда происходит, что прибор дает сбой и замер давления не осуществляется или процедура прерывается. Также, проблематикой является потеря информации, которая может быть получена из гидродинамических исследований. К такой информации относится проницаемость (К), скин-фактор (S), коэффициент продуктивности (Кпр). Данные параметры невозможно точно оценить, ввиду отсутствия времени и точки начала притока, другими словами, давление, при котором отсутствует момент начала роста давления неизвестно.

№	Наименования стадии процесса освоения
1	Спуск сваба
2	Снижение уровня свабированием
3	«Вызов» притока
4	Извлечение сваба
5	Демонтаж партии ГИС, переезд
6	Приезд партии ГДИ
7	Монтаж обвязки
8	Спуск манометра
9	Регистрация давления
10	Подъем прибора
11	Интерпретация ГДИ, подбор ГНО
12	Демонтаж оборудования
13	Спуск ГНО, вывод скважины на режим
14	Получение всех результатов ГДИ

Рис.2.– Технология проведения свабирования скважин

3. Опыт применения технологии ГДИ на месторождениях

Для решения имеющихся проблем и задач по данной тематике на первом этапе был проведен анализ опыта применения технологий гидродинамических исследований скважин, которые применяются на месторождениях в мире и в отечественной практике.

Одним из распространенным методом освоения скважины на месторождениях Россий является освоение с предварительным использованием устройства автоматической подвески глубинных приборов* или, как его называют в промысловой практике, автоотцеп [1]. Он предназначен для спуска на проволоке в колонну НКТ (для среды, не содержащей коррозионных элементов и соединений) глубинных приборов или другого оборудования, подвески его в НКТ на выбранной глубине и отсоединения от проволоки, на которой проводился спуск. Извлечение УАПГП из скважины производится спускаемым на проволоке цанговым ловителем, входящим в комплект поставки.

Вторым альтернативным решением, заслуживающим внимания, является запатентованная технология с онлайн регистрацией данных. Данная компоновка позволяет полностью решить все имеющиеся проблемы. Однако является очень трудоемкой. Геофизический кабель, одним концом соединён с датчиком давления на более, закреплен на колонне НКТ, герметично выведен через кабельный ввод планшайбы на барабан и подключен к регистратору каротажного подъемника.

Третьей компоновкой является новейшая технология освоения сважины и дальнейшего исследования компании Schlumberger – технология Music. Данная компоновка позволяет решить все имеющиеся проблемы на месторождении, однако является очень дорогостоящей. Также она требует дополнительное привлечение подрядной организации, а данный факт еще больше снижает экономическую рентабельность, принимая во внимание большое количество малодебитного фонда.

1. Внедрение собственной компоновки ГДИ.

Для решения имеющихся проблема была предпринята попытка внедрения собственной компоновки для исследований с целью получения совокупных желаемых результатов.

На рисунке 3 представлен концепт предлагаемой компоновки для исследования ГДИС. Данная компоновка включает в себя несколько принципиальных решений, позволяющих получить успешных результат ГДИС и контроль за операцией в режиме реального времени. Конструктивной особенностью компоновки является применение датчика давления, который состоит из термометра и манометра. Данный прибор крепиться в верхней части сваба, работает с каротажными станциями, снабженными одножильным каротажным кабелем длиной до 5000м. Также отличительной особенностью прибора является использование перфорированной НКТ в непосредственной близости с забоем для

гидродинамического сообщения прибора и пласта, а также изливала скважинной продукции из НКТ для облегчения поднятия колонны.

Рис.3. – Концепт компановки для проведения ГДИС

Основным преимуществом данной компоновки над текущей ситуацией - отсутствие необходимости в использовании двух партий. Все работы проводятся одной «универсальной». Процесс освоение скважины новой компоновкой представлен на рисунке 4.

№	Наименование стадии процесса освоения
1	Спуск компоновки
2	Снижение уровня свабированием
3	«Вызов» притока
4	Доспуск до целевой глубины, регистрация данных, мониторинг процесса в режиме online
5	Отцеп прибора, подъем кабеля
6	Демонтаж оборудования (лубрикатора, катушек и др.)
7	Подъем компоновки//интерпретация результатов, подбор ГНО
8	Спуск ГНО, выход на режим
9	Получение всех результатов ГДИ

Рис.4.– Технология освоения скважины предлагаемой компоновкой

После монтажа обвязки, партия производит спуск компоновки для свабирования. Осуществляется снижение уровня и «вызов» притока. На следующем этапе производится доспуск сваба с прибором до целевого интервала у забоя, где монтирована перфорированная НКТ. С этого момента начинается запись давления и мониторинг процесса в режиме online, что позволяет видеть и контролировать ход исследования. После проведения

исследования, начинается интерпретация результатов и параллельно с ним производится подъем сваба,
однако осуществить это прямым методом технически невозможно, ввиду большой нагрузки на кабель, которая превышает его прочность на разрыв. Поэтому, при увеличении нагрузки, благодаря каротажному кабельному
Рисунок 5 – Сравнительная схема текущей ситуации и новой компоновки свабирования

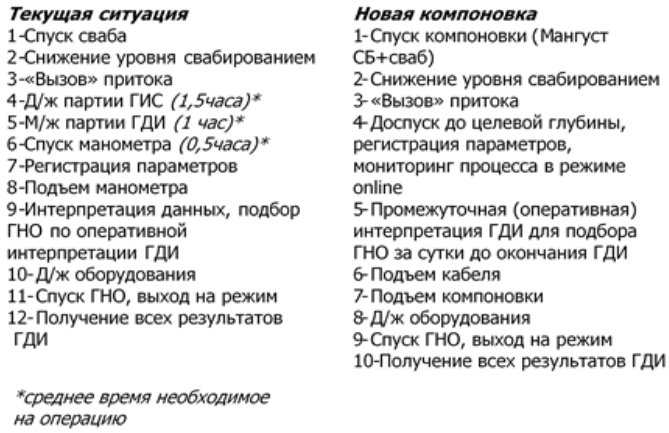


Рис.5. – Сравнительная схема текущей ситуации и новой компоновки свабирования

наконечнику, происходит разъединение кабеля от остальной части компоновки. (НКБ служит для механического и электрического соединения геофизических скважинных приборов к жилам каротажного геофизического кабеля, срезные элементы гарантируют отсоединение каротажного кабеля с заданным усилием). Далее, осуществляется подъем кабеля, демонтаж обвязки и подъем всей колонны. При сравнении (Рисунок 2) можно заметить, что новая компоновка позволяет, как уже отмечалось ранее, оптимизировать рабочее время, за счет исключения лишних технологических операций при исследовании.

В ходе экономической оценки рентабильности проекта было выявлено, что внедрение предложенной компоновки являет наиболее перспективной и целесообразной (Рисунок 6). После внедрения технологии экономия денежных средств составит более 2,5 млн рублей (по сравнению с текущей ситуацией). Срок окупаемости инвестиций около 3,5 месяцев.

Экономические показатели (через 1 год после начала реализации проекта)	Результат
DPP (Срок окупаемости инвестиций)	3,3 месяца
PI (Индекс доходности)	3,42
NPV (Чистый дисконтированный доход)	2,567 млн.руб

Рис.6. – Экономические показатели проекта

Заключение

В ходе проделанной работы был проанализирован процесс освоения скважины на территории Самарской области и выявлен ряд проблем, решение которых позволит использовать более качественно и целесообразнее имеющиеся ресурсы. На основании данного анализа было принято решение о конструировании собственной универсальной компоновки освоения, которая позволяет производить исследования с онлайн регистрацией данных в реальном времени, является достаточно эргономичной и простой в использовании. Оценка экономической рентабельности внедрения проекта подтвердила возможность выгодного использования данного прототипа.

Список используемых источников информации:

1. Зарипов Р.Р., Хакимов В.С., Адиев А.Р. Способ освоения сквжаин и ипытания пластов в процессе свабирования, патент на изобретение от 20.12.2008 Бюл №35
2. Компания Slumberger, Muzic Wireless Well telemetry, URL :https://www.slb.com/ reservoir-characterization/ reservoir-testing/ muzic-wireless-telemetry (дата обращения 11.02.2020)
3. Манометр свабирования скважин Мангуст СБ, БашГеоПрибор. URL: www.bashgp.com (дата обращения 11.02.2020)
4. Устройство автоматической подвески глубинных приборов. Паспорт по эксплуатации. URL: www.tehsmart.ru (дата обращения 10.02.2020)

ООБОСНОВАНИЕ ВАЖНОСТИ ПОДБОРА РЕАГЕНТОВ-РАСТВОРИТЕЛЕЙ ПОД ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Литвин А.Т. *litvinat@samnipi.rosneft.ru*
Рощин П.В. *roschinpv@samnipi.rosneft.ru*
Никитин А.В. *NikitinAV@samnipi.rosneft.ru*
Киреев И.И.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В данной работе рассмотрены вопросы ажности подбора растворителей с целью воздействия на ПЗП.

Ключевые слова: отложения АСПО, нефть, осложнения при эксплуатации, подбор растворителей.

Abstract

This paper discusses the importance of the selection of solvents in order to influence the bottomhole formation zone.

Keywords: deposits of ARPD, oil, operational complications, selection of solvents.

Разработка месторождений высоковязкой нефти, с целью поддержания положительной экономики, сопровождается множеством индивидуально подобранных технологических решений, в том числе по интенсификации добычи и увеличению нефтеотдачи. Однако, большинство технологий воздействия на пласт и борьбы с осложнениями не могут быть применены ввиду особенностей геолого-физических характеристик продуктивного пласта или физико-химических свойств флюидов. Тем не менее, применение реагентов-растворителей на месторождениях ВВН является одним из наиболее популярных и универсальных методов.

Вариантов применения реагентов-растворителей на сегодняшний день насчитывается большое количество: обработка призабойной зоны пласта, подача непосредственно на прием насоса, модификация парогравитационного дренирования (SAGD) [1] - парогравитационное дренирование с добавкой растворителя (ES-SAGD) [2,3], а также технология с использованием растворителей в парообразном состоянии (VAPEX) [3], все процессы которой тесно связаны с технологией SAGD, но вместо привычно используемого пара, генерируемого из пресной воды, используются углеводородные растворители. Закачка растворителя после разработки холодным методом извлечения нефти с песком (post-CHOPS CSI) [4], технология комплексной кислотной обработки с применением растворителя и тому подобное.

В связи с кажущейся простотой технологии (применение реагентов-растворителей), многие добывающие компании пренебрегают подбором растворителей под индивидуальные условия, тем самым рискуя дальнейшими экономическими показателями и технологической эффективностью.

В целях отображения важности подбора растворителей под индивидуальные условия авторами были проведены лабораторные исследования с 29 различными реагентами-растворителями, предлагаемыми на коммерческом рынке, а также устьевыми образцами нефти с 5 разных месторождений ВВН.

По представленным на рисунке 1 гистограммам видна неоднозначность эффективности одного отдельно взятого растворителя на разных месторождениях ВВН (по примеру растворителя «G» и «H»).

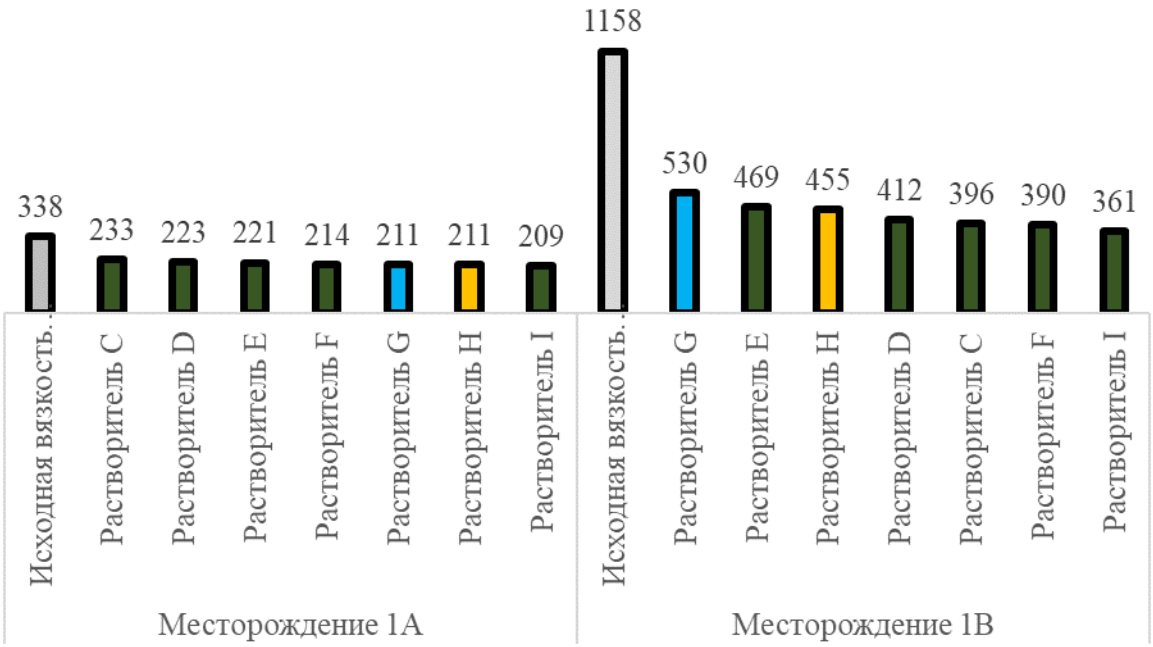


Рис.2. Сравнение эффективности снижения вязкости нефти растворителями нескольких марок при добавлении в одинаковой концентрации к нефти двух разных месторождений.

Таким образом, несмотря на простоту использования реагентов-растворителей, важным этапом перед внедрением технологии является тестирование растворителей в лабораторных условиях для получения максимальной технологической эффективности в каждом конкретном случае.

Список используемых источников информации:

1. Butler, R.M., McNab, G.S. and Lo, H.Y. "Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil During In Situ Steam Heating", Can. J. Chern. Eng., 59, pp. 455-460, (1981);
2. Nasr, T. N., Beaulieu, G., Golbeck, H., & Heck, G. (2003). Novel Expanding Solvent-SAGD Process “ES-SAGD.” Journal of Canadian Petroleum Technology, 42(01). doi:10.2118/03-01-tn;
3. James, L. A., Rezaei, N., & Chatzis, I. (2007). VAPEX, Warm VAPEX, and Hybrid VAPEX-The State of Enhanced Oil Recovery for In Situ Heavy Oils in Canada. Canadian International Petroleum Conference. doi:10.2118/2007-200
4. Anderson, M., Badamchizadeh, A., Kantzas, A., & Bryan, J. (2019). Solvent Screening Study for a Post CHOPS Cyclic Solvent Injection Pilot. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/195802-ms;

СЕКЦИЯ: ПРОБЛЕМЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ТРАНСПОРТ

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ БЕСПРОВОДНОГО МОНИТОРИНГА ДАВЛЕНИЯ НА УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

Сенинг Ю. А. *SeningYuA@samnipi.rosneft.ru*
Ананьева Ю.В., Круглов Е.В.
ООО СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В работе рассматривались варианты организации контролируемых пунктов (КП) телемеханики. Были выбраны КП на солнечных батареях благодаря своей мобильности и простоте установки.
Ключевые слова: автоматизация, телемеханика, обустройство месторождений.
Abstract
The paper considered options for organizing controlled points (CP) of telemechanics. Solar powered CPs were chosen due to their portability and ease of installation.
Keywords: automation, telemechanics, field development.

Основное направление развития в современном мире – максимальное внедрение беспроводных систем, исключение действий человека в технологических процессах. Одной из актуальных проблем, с которой сталкиваются многие нефтяные компании, является необходимость контроля параметров на существующих объектах эксплуатации с отсутствием стационарного электроснабжения в районе точек отбора давления. Применение беспроводных датчиков позволяет минимизировать стоимость монтажа, оптимизировать затраты на техническое обслуживание.

Проблема: отсутствие средств автоматизации и диагностики на многих давно существующих объектах и площадках; удаленность объектов, которые трудно обслуживать; рытье траншеи, прокладка кабелей, затраты на строительно-монтажные работы.

Решение: применение беспроводных технологий на существующих производственных объектах.

Новизна: беспроводные датчики являются новой волной развития сферы автоматизации. В глобальном масштабе в нефтяной промышленности их применение только начинается и пока недостаточно распространено, поэтому с точки зрения новизны и актуальности проект как нельзя лучше демонстрирует современные проблемы и пути их решения. Впервые на протяженных трубопроводах применяются беспроводные датчики.

Цель работы: рассмотрение альтернативных возможностей при автоматизации существующих систем добычи и транспорта нефти. Основной идеей служит переход от стандартных решений к инновационным методам обустройства существующих площадок.

Максимально удобным, быстрым и наименее затратным решением является оснащение существующих трубопроводов беспроводными автономными датчиками давления во взрывобезопасном исполнении. Питаются они от аккумуляторов, а данные передают по радиоканалу.

В работе рассматривались варианты организации контролируемых пунктов (КП) телемеханики. Были выбраны КП на солнечных батареях благодаря своей мобильности и простоте установки. Определялись координаты точек, где предполагалась установить беспроводные датчики давления и организовать КП на солнечных батареях. Затем в программе DRRL7 был проведен расчет прохождения радиосигнала между датчиками и КП.

На рынке беспроводных датчиков представлен широкий ассортимент таковых. Основным критериям соответствует датчик отечественного производства СМД (сенсорный модуль давления) Бинар. Структурно выбранный комплекс измерений Бинар состоит из: СМД, МСиС (модуль сбора и связи), БС (базовая станция). В отличие от аналогов комплекс имеет автономный преобразователь частоты, большую дальность связи и большой температурный диапазон. Рассматриваемое оборудование фирмы «Бинар» используется точечно в АО «Самаранефтегаз» на площадном объекте. Сейчас же предлагаемый комплекс оборудования реализован в проекте АО «Самаранефтегаз».

Инновационное решение: сигнал с беспроводного датчика СМД, установленного на трубопроводе, по радиоканалу связи поступает на модуль сбора и связи (который может служить также ретранслятором для близлежащих датчиков и других МСиС), установленный на антенне. Затем сигнал с МСиС по радиоканалу связи передается на БС, которая устанавливается на существующем или проектируемом КП телемеханики.

В общем случае (стандартное решение) при обустройстве трубопроводов в точке отбора устанавливается проводной датчик давления. Сигнал с датчика поступает в шкаф КИПиА на контроллер. Затем с помощью оборудования связи по радиоканалу осуществляется передача сигнала в ЦСОИ (Центр сбора обработки информации). Для обеспечения работы шкафа КИПиА и оборудования связи требуется КТП. Для установки КТП необходимо, чтобы в районе обустройства проходила ВЛ, либо может потребоваться ее строительство. А это, несомненно, очень дорого. Таким образом, при исполнении стандартного решения мы территориально ограничены сетью линий электропередач.

На данный момент предлагаемое решение уже реализовано в проекте оснащения напорных и сборных нефтепроводов сроки строительства которого планируются в IV квартале 2020 г. Проект прошел экспертизу промышленной безопасности.

Минимальная экономическая эффективность для одного датчика: (Стандартное решение с проводными датчиками, с существующей ВЛ) – (Инновационное решение на базе беспроводных технологий, с проектируемым КП на солнечных батареях) = 1 235 306 р.;
Максимальная экономическая эффективность для одного датчика: (Стандартное решение с проводными датчиками, с проектируемой ВЛ) – (Инновационное решение на базе беспроводных технологий, с существующим КП)= 5 249 340 р.
Положительный экономический эффект достигается за счет снижения затрат на строительно-монтажные работы, кабельную продукцию и материалы. При этом весь монтаж осуществляется практически без простоя основных технологических линий, либо с минимальными временными затратами.

О ВОЗМОЖНОСТИ СОКРАЩЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАГЕНТОВ В СХЕМАХ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Горнов Д.А., Киреев И.И., Дёмин С.В., Пчела К.В.
Садчиков С.В. *SadchikovSV@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В работе рассматриваются мероприятия по подготовке воды, используемой для полирного заводнения. Обосновано применение термической деаэрацию воды для сокращения потребления реагентов.
Ключевые слова: полимерное заводнение, окислительная диструкция полимера, биологическая диструкция.
Abstract
The paper considers measures for the preparation of water used for polishing flooding. The use of thermal deaeration of water to reduce the consumption of reagents has been substantiated.
Keywords: polymer flooding, oxidative polymer degradation, biological degradation.
Необходимость повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) заставляет добывающие компании заниматься поиском эффективных технологических решений. Одним из возможных перспективных решений для месторождений высоковязкой нефти является применение вытеснения загущенными вытесняющими растворами. Метод успешно реализован на многих проектах, максимальная вязкость добываемой нефти на объектах внедрения составляет 5000 мПа*с [1].
Обычно в качестве основного компонента вытесняющего раствора применяется вода, в качестве загущающего вещества – водорастворимый полимер. Полимер для загущения может быть как производным акриламида

(применяется наиболее часто), так и биополимером (например: ксантановая и гуаровая камеди). Для эффективного применения загущенного раствора на основе любого из реагентов требуется обеспечить его однородность и долговременное (более нескольких месяцев) сохранение стабильных реологических свойств в условиях пласта. В случае применения реагентов на основе частично гидролизованного полиакриламида (HPAM) и его перспективных комбинаций со вспомогательными компонентами вода не должна содержать растворенного кислорода. Содержание кислорода в воде должно быть менее 100 ppb (массовых частей кислорода на миллиард частей смеси) [2]. Так же существуют ограничения по солесодержанию, жёсткости и концентрации ионов железа в воде [2], [3], [4]. Помимо этого, вода не должна содержать сульфатвосстанавливающих бактерий [3], [4].

В современных условиях состав загущающего реагента может быть подобран под конкретный диапазон солесодержания и состав исходной воды и на практике основная трудность заключается в решении проблемы растворенного кислорода [4] и бактериального загрязнения. Наиболее часто эти вопросы решаются путём добавки к воде расчётного количества поглотителя кислорода и биоцида. Затраты при этом могут составлять достаточно большую долю от общего бюджета проекта. Например, для одного из пилотных проектов в элементе разработки, состоящем из двух нагнетательных и трёх добывающих горизонтальных скважин при расчётном расходе полимерного раствора порядка 950 тонн в сутки с концентрацией 0,2%, затраты на приобретение реагентов для поглощения кислорода и бактерицида превышает 500 тыс. долларов США за два года.

Наш институт предложил вместо реагентов использовать термическую деаэрацию (в деаэраторе атмосферного типа, где вода нагревается до температуры 104°C, при этом погибают бактерии и удаляется растворенный кислород), в сочетании с дополнительными теплообменниками.

Предложенная схема в дополнение к обычной состоит из теплообменников, термического деаэратора атмосферного типа и парового котла (парогенератора) небольшой производительности, а так же вспомогательного оборудования. Исходная вода нагревается в теплообменнике и подаётся в деаэратор. При контакте с паром, который подаётся от парового котла, вода догревается до температуры кипения, растворенные в воде газы выводятся с частью пара (выпаром). После деаэратора нагретая вода поступает в теплообменник, где, охлаждается до требуемой температуры (нагревает исходную воду) и используется для приготовления полимера. Часть потока направляется на установку умягчения и используется для питания парогенератора. Дополнительно может применяться решение, где вода непосредственно после деаэратора смешивается с потоком первичного раствора полимера, за счет чего может обеспечиваться повышение температуры вытесняющего агента. Предлагаемая нами схема процесса позволяет избавиться от необходимости постоянной закупки и использования реагентов для поглощения кислорода и бактерицида, обладает достаточной гибкостью в части параметров исходной воды и позволяет готовить раствор

полимера в условиях затворения тёплой водой (до 30…40°С). В таких условиях время затворения полимера снижается, повышается однородность раствора.

В настоящее время для месторождений, где требования по концентрации сульфатвосстанавливающих бактерий менее жёсткие прорабатывается возможность замены в схеме деаэратора атмосферного типа на вакуумный, что позволит использовать вместо парогенератора более простой в эксплуатации и дешёвый водогрейный котёл. Схемы включены в состав документации по разработке месторождений, ожидается внедрение.

Список используемых источников информации:

1. Деламаид Э. Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промысловые исследования. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 166-175. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.19.3.3

2. Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев Е. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7-8. С. 58-67.

3. Randy Seright. Polymer flooding. http://baervan.nmt.edu/randy/

4. Бондарь М.Ю., Шустер М.Ю., Карпан В.М., Костина М.Ю., Азаматов М.А. (2018). Проект АСП. Проблематика растворенного кислорода. Теория и практика. Георесурсы, 20(1), с. 32-38. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.32-38

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНОЙ АРМАТУРЫ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Зельцер Г.А. *ZeltserGA@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе рассматривается применение композитных материалов при обустройстве месторождений. Установлено влияние низких температур на стеклопластиковую арматуру с помощью ультразвука.

Ключевые слова: стеклопластиковая арматура, обустройство месторождений.

Abstract

The paper considers the use of composite materials in the field development. The effect of low temperatures on fiberglass reinforcement using ultrasound has been established.

Keywords: fiberglass reinforcement, field development.

Основным направлением в строительстве в условиях рыночной экономики является эффективное производство, повышение качества, надежности и долговечности возводимых зданий и сооружений.

Строительные технологии постоянно совершенствуются. На смену традиционным материалам приходят новые, обладающие улучшенными эксплуатационными характеристиками. В результате активного сотрудничества научных учреждений и промышленных предприятий разработана пластиковая арматура, являющаяся перспективным материалом. Область применения не ограничивается использованием для фундамента зданий в строительной отрасли.

Композитная арматура уверенно конкурирует с металлическими прутками, постепенно заменяет их при решении круга определенных задач. Стальные стержни нецелесообразно использовать в области дорожного строительства, мостостроительной отрасли, при устройстве фундаментов, где высока вероятность их постепенного разрушения под влиянием агрессивной среды. Полимерную арматуру пока что нецелесообразно использовать при жилом строительстве, т.к. связующий компонент имеет низкую температуру плавления, порядка 150-200 ^{0}C

Раньше применение композитной арматуры повсеместно было невозможно из-за отсутствия нормативных документов, регламентирующих выпуск качественной продукции, сейчас же есть ГОСТ 31938-2012 «Арматура композитная полимерная» [1] и что более важно СП 295.1325800.2017 «Конструкции бетонные, армированные полимерной композитной арматурой. Правила проектирования» [2]

К основным положительным характеристикам можно отнести следующие особенности:

- высокая стойкость к коррозии, в отличие от металлического конкурента, стеклопластик вообще спокойно переносит длительный контакт с водой.
- непроводимость электрического тока,
- низкая теплопроводность, что позволяет экономить при отделочных работах на утеплении.
- устойчивость к низким температурам, арматура способна выдерживать длительную заморозку и разморозку.
- высокая прочность,
- малый вес

- **Несмотря на значительную популярность и эффективность, этот материал имеет и некоторые недостатки.**
- Эти недостатки не критичны, но забывать о них не стоит. К ним относятся следующие характеристики:
- -стеклопластиковая арматура не выдерживает воздействия высоких температур.
- - низкий модуль упругости,
- - постепенное снижение прочности,
- - разрушение под воздействием щелочных реакций.

- Арматура из стеклопластика плохо гнется. Существует такой метод, когда выполнить гнутые участки арматурного каркаса можно и из стальных элементов, а затем нарастить их при помощи стеклопластиковых прутков.

Стержни с композитным наполнителем производятся из различных видов волокон. Пластиковая арматура классифицируется следующим образом:

- арматура стеклопластиковая (АСП). Ее основой является стекловолоконный наполнитель. Поперечно расположенные спиральные рифли повышают сцепление стеклопластиковых прутков с бетоном. Строители устанавливают устойчивые к воздействию влаги стержни в фундамент и покрытия автомагистралей;
- базальтопластиковая (АБП). Включает волокна из базальта, благодаря которым прутки приобретают черный цвет. Базальтовые стержни внешне выделяются, так как арматура стеклопластиковая имеет светлый или кремовый оттенок. Базальтопластиковые прутки превосходят стеклопластиковые стержни по устойчивости к растяжению, модулю упругости и стойкости к агрессивным жидкостям, что сказывается на их цене;
- углепластиковая (УГП). Является разновидностью композитных элементов усиления, характеризуется мелкой структурой армирующего материала. Основой углепластиковых прутков является карбон, положительно зарекомендовавший себя при изготовлении композитных бетонов. Увеличенная цена компенсируется эксплуатационными характеристиками, легкостью работы с углепластиковыми стержнями;
- комбинированная (АКК). Представляет собой полимерные стержни, при изготовлении которых используется стекловолоконный и базальтоволоконный наполнитель. Специалисты называют такие прутки стеклобазальтовыми и применяют для решения специальных задач.

Области применения полимерной арматуры

Применение полимерной арматуры в нефтегазовой отрасли наиболее целесообразно при устройстве фундаментов под АГЗУ, БДР, дренажные емкости, КТП, камеры прима и пуска, в фундаментах прочих сооружений.

Площадка установки БДР

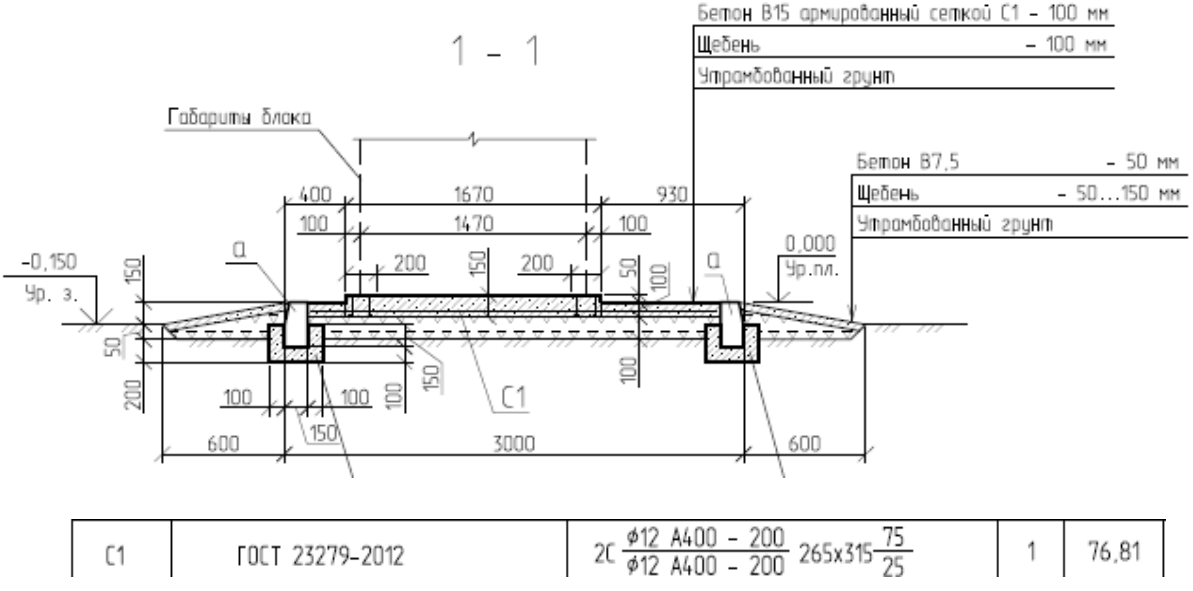


Рис.1. – Применение арматуры при строительстве площадки БДР.

Это эффективно в экономическом плане, высокая прочность стеклопластиковых стержней, позволяет произвести равнопрочностную замену металлической арматуры на стеклопластиковую меньшего диаметра. К тому же композитная арматура не подвержена коррозии, и соответственно убережет фундамент от разрушения, вызванного коррозией металлической арматуры. К тому же монтаж композитной арматуры гораздо проще чем металлической и происходит намного быстрее.

На этом область применения полимерной арматуры не заканчивается, также возможны применения при обустройстве дорожных покрытий (в случаях когда не используются сборные конструкции), укрепления откосов, строительстве ограждений, изготовления бетонных изделий, требующих обеспечения преднапряженного армирования (столбов, плит, шпал, траверс), возведения эстакад, мостовых конструкций, путепроводов.

Технология производства полимерной арматуры

Обработка ровинга

Рис.2.– Сырье для производства стеклопластиковой арматуры

Стеклоровинг – основа композитной арматуры, который получают путём расплава алюмоборосиликатного стекла. Материал вытягивается в нить сечением в 10–20 микрон, затем нити пропитываются замасливателем и сплетаются в пучки. Изначально основной материал располагается на специальных стеллажах, которые равномерно подают его дальше по линии.

Собранные в плотный пучок нити сушатся и подогреваются горячим воздухом, а затем нагретый ровинг проходит через пропиточную ванну, полностью погружаясь в эпоксидную смолу. Узел пропитки – это механизм с четырьмя желобами, по которым протягиваются нити различных диаметров (от 12 до 18 мм).

После обработки ровинг попадает в формообразующую фильеру, которая определяет диаметр будущего стройматериала, а затем – на обмотку жгутом, которая подгоняет толщину стержней до определённого параметра и обеспечивает прочность при контакте с бетонной основой.

Те изделия, что получились нужной толщины, остаются в виде готовой продукции, а те, что тоньше, дополнительно обсыпаются песком. Обмотчик, как и узел пропитки, состоит из четырёх ручьёв и работает от двух ременных

электродвигателей. Благодаря круговой траектории вращения, намоточное устройство позволяет получить изделия правильной цилиндрической формы.
Сформированные изделия попадают в магнезитовую туннельную печь длиной в 8 м, чтобы произошли остаточные химические реакции (полимеризация смол).
Готовые, но ещё раскалённые изделия отправляются в ванну, наполненную проточной водой, для охлаждения до комнатной температуры. Последний шаг – это автомат резки, делящий материал на пруты по заданным параметрам. Поскольку даже на самых простых станках используется дисковая пила с алмазным напылением, срез получается точным и ровным.
Конвейерная линия изготовления композитной арматуры полностью автоматизирована и управляется программным блоком. Перед началом производства арматуры все необходимые параметры будущих изделий задаются инженером-оператором.
Композитная арматура успела получить множество положительных отзывов со стороны специалистов в строительной сфере. По самым скромным оценкам, её производство в малых масштабах способно окупиться уже через полтора года при условии полного сбыта товара. Стеклопластиковый материал надёжен, устойчив к внешним разрушительным факторам, легко транспортируется

Эксперимент

Задача эксперимента: Установить влияние низких температур на стеклопластиковую арматуру с помощью ультразвука.
Известно, что на скорость распространения ультразвука существенно влияет плотность материала. Поэтому было решено провести эксперименты на образцах подверженных климатическим испытаниям – замораживанию-оттаиванию [5] для оценки хранения арматуры на строительной площадке. Для начала проведения испытаний стеклопластиковую арматуру, изготовленную по ГОСТ 31938-2012 [2] и по ТУ23.14.12-001-02112619-2019 диаметрами 4, 6, 8 мм разрезали на равные части, длина каждого образца 250 мм Всего было сделано по 3 экземпляра каждого диаметра (для выведения более точных значений) для проведения нескольких циклов замораживания-оттаивания образцов. Первое измерение скорости ультразвука было сделано до проведения испытаний, чтобы зафиксировать исходные значения
Для начала все образцы помещались в емкость с водой, чтобы вода заполнила все свободные поры в арматуре. Длительность данной процедуры составляла 4-5 часов
Затем образцы помещались в морозильную камеру на такой же промежуток времени 4-5 часов [5], в расчете на то, что вода проникшая во все свободные поры образцов начнет расширяться, разрушая образцы изнутри, создавая поры, тем самым позволяя нам поймать с помощью ультразвука изменения физических свойств материала. Далее образцы высушивались в духовой печи при температуре 60 °C. После этого цикл считался законченным и образцы снова помещались в воду.

Показатели скорости распространения ультразвука в образцах снимались каждые 10 циклов. Измерения проводилось при помощи дефектоскопа Пульсар-2.2 с частотой ультразвуковой волны, равной 60 кГц. Измерение проводится методом сквозного прозвучивания [6], [8]

При проведении испытаний было выявлено, что скорость распространения ультразвука в различных образцах с различным диаметром от 4 до 6 мм одинаковая, также было установлено, что скорость ультразвука не изменяется после климатических испытаний в образцах, сделанных по ГОСТ, и напротив, изменяется для образцов, сделанных по ТУ. Также образцы, изготовленные по ГОСТ не имеют внешних дефектов после испытаний, в отличии от образцов сделанных по ТУ, различные дефекты приведены на рисунке 3.

Рис.3.– Дефекты на арматурных стержнях: 1) Отслоение ребер арматуры; 2) Характерные черные пятна вдоль волокон

После проведения климатических испытаний, все образцы были сданы на рентгеноскопию, в расчете на то, что мы увидим на снимках повреждения или дефекты. На снимке мы не увидели повреждений.

В ходе проведения эксперимента было выявлено:

а) У всех образцов, изготовленных по ГОСТ до и после проведения испытаний показатели не изменились, внешние дефекты отсутствуют.

б) У всех образцов, изготовленных по ТУ после проведения испытаний, выявлена потеря скорости ультразвука, что дает нам понять, что количество пор в образцах увеличилось, также после испытаний присутствуют заметные дефекты.

в) Из пункта б) следует, что при низком качестве арматуры, можно оценить климатические воздействия, с помощью ультразвука и напротив, если

арматура изготовлена с соблюдением всех норм, то оценку климатических воздействий на нее с помощью ультразвука дать невозможно.

Заключение

Высокие эксплуатационные свойства композитной арматуры позволяют использовать ее в различных областях. Материал уверенно конкурирует со сталью, благодаря комплексу положительных качеств. При соблюдении всех норм технологии производства полимерной арматуры, ее можно широко использовать при обустройстве нефтегазовых месторождений, экономя при этом значительные средства.

Список используемых источников информации:

1. ГОСТ 31938-2012. Арматура композитная полимерная для армирования бетонных конструкций.
2. СП 295.1325800.2017. Конструкции бетонные, армированные полимерной композитной арматурой. правила проектирования.
3. Гиздатуллин А.Р., Хозин В.Г. Особенности испытаний и характер разрушения полимеркомпозитной арматуры. Инженерно-строительный журнал, №3, 2014.- с. 40-47.
4. Обзор современных акустических методов неразрушающего контроля полимерных композиционных материалов, применяемых в России и за рубежом при изготовлении и эксплуатации изделий авиационной техники. Научный электронный журнал «Новости материаловедения. Наука и техника» №1, 2014
5. Булманис В.Н. Эксплуатационная устойчивость полимерных волокнистых композитов и изделий в условиях холодного климата : Автореф. дис. на соиск. учен. степ. д. т. н / Моск. авиац. технол. ин-т им. К.Э. Циолковского. - Якутск, 1989. - 32 с. : ил. - Список работ авт.: с. 29-32
6. Мурашов В.В.. Румянцев А.Ф. Диагностика полимерных композиционных материалов акустическими методами.// Авиационные материалы. Избранные труды. – Москва,ВИАМ, 2007. с. 342-347.
7. Мурашов В.В.. Румянцев А.Ф. Контроль многослойных клееных конструкций из полимерных композиционных материалов.// Авиационные материалы. Избранные труды. – Москва,ВИАМ, 2007. с. 342-347.
8. Генералов А. С., Мурашов В. В., Далин М. А., Бойчук А. С. Диагностика полимерных композитов ультразвуковым реверберационно-сквозным методом // Авиационные материалы и технологии. М.: ВИАМ. 2012. № 1. С. 42-47.
9. Ермолов И. Н., Ермолов М. И. Ультразвуковой контроль. Учебник для специалистов первого и второго уровня квалификации. Издание пятое, стереотипное. М.: 2006 – 208 с.
10. Поляков В. В., Головин А. В. Упругие характеристики пористых материалов // ПМТФ.1993. Т. 34, № 5. С. 32–35.
11. G. Wróbel, S. Pawlak. Ultrasonic evaluation of the fibre content in glass/epoxy composites. Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. Volume 18. September–October 2006. P. 187-190.

12. Mahoor Mehdikhani, Larissa Gorbatikh, Ignaas Verpoest. Voids in fiber-reinforced polymer composites: A review on their formation, characteristics, and effects on mechanical performance. Journal of composite materials 4, 2018. P. 19-21.
13. Потапов А.И. Оценка связи прочности и скорости ультразвука в стеклопластике // Записки Горного института. 2018. Т. 230. С. 176-184.

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧИВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Кичигина А.А. *KichiginaAA@samnipi.rosneft.ru*
ООО СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
В работе рассматривается перспективность применения блочных установок подготовки и закачки воды (УПЗВ) для сброса попутной воды в непосредственной близости от добывающих скважин. Оборудование позволяет существенно снизить объемы перекачиваемой жидкости и нагрузку на систему промысловых трубопроводов и оборудование объектов подготовки нефти.
Ключевые слова: обустройство нефтяных месторождений, установка предварительного сброса воды, система поддержания пластового давления.
Abstract
The paper discusses the prospects of using modular water treatment and injection units to discharge associated water in the immediate vicinity of production wells. The equipment allows to significantly reduce the volume of pumped liquid and the load on the system of field pipelines and equipment of oil treatment facilities.
Keywords: arrangement of oil fields, installation of preliminary water discharge, reservoir pressure maintenance system.
Нефтегазодобывающая отрасль занимает ведущее место в экономике Российской Федерации.
Интенсивная деятельность в сфере добычи углеводородного сырья создает риски нарушения экологического равновесия и сопровождается аварийными ситуациями. Большая часть экологических проблем, возникающих в процессе добычи нефти, связана с возникновением аварийных ситуаций при эксплуатации промысловых трубопроводов.
Добыча нефти в Российской Федерации в 2019 году достигла максимума за последние 30 лет и составила 560,2 млн. т [1] или 630,0 м3. Этот уровень добычи был на 90 % обеспечен эксплуатацией месторождений, разрабатываемых 25 и более лет, а средняя обводненность всей добываемой продукции превышает 84 %.
Проектирование и обустройство основной части нефтяных месторождений РФ выполнено более 20 лет назад и рассчитывалось на существующий в то

время уровень добычи нефти. В процессе разработки и последующей «доразведки» площадь месторождений увеличивалась в 2-3 раза. Необходимый уровень добычи нефти обеспечивался усиленным отбором жидкости, что сопровождалось ростом обводненности добываемой продукции. Объем добываемой попутной воды с 1995 г. увеличился в 4 раза и в 2019 г. составил 3,8 млрд. м3.

Удельное энергопотребление процессов добычи составляет 32-34 кВт на 1 м3 добываемой скважинной продукции. Таким образом, на добычу, подготовку и очистку нефти в 2019 году было потрачено около 146 млрд. кВт, что составляет 13,3% от 1096,43 млрд. кВт электроэнергии, произведенной в Российской Федерации [2].

Рост обводненности добываемой продукции влечет за собой увеличение операционных затрат и энергопотребления. Согласно данным Федеральной службы государственной статистики, за последние 7 лет себестоимость добычи нефти в РФ увеличилась в 2 раза – с 7491,9 руб./т до 14942,94 руб./т [3].

Сверхнормативные нагрузки получила вся система промысловых трубопроводов и оборудование существующих УПСВ и УПН, так как за последние годы добыча воды увеличилась в 2 раза, а пропускная способность существующих трубопроводов и оборудования не изменилась.

Длительный срок эксплуатации промысловых трубопроводных систем, их высокая изношенность сформировали условия повышенной аварийности их эксплуатации. Согласно данным Министерства энергетики РФ, в 2018 году произошло 8 126 нарушений герметичности с разливом нефти с загрязнением окружающей среды в объеме не менее 1,0 млн. т., из них 7017 порывов нефтепроводов (90 %) – из-за коррозии. Социально-экономический ущерб оценивается в объеме около 500 млрд. рублей. По оценке Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, ежегодно должна происходить замена промысловых трубопроводов в объеме 7-12 % от общей длины, а фактически происходит замена только 1-2 %.

Для снижения операционных затрат и энергопотребления, уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций и попаданиея в окружающую среду загрязняющих веществ необходима модернизация системы промысловых трубопроводов.

Применение блочных установок подготовки и закачки воды (УПЗВ) для сброса попутной воды в непосредственной близости от добывающих скважин позволит существенно снизить объемы перекачиваемой жидкости, а следовательно, и нагрузку на систему промысловых трубопроводов и оборудование объектов подготовки нефти.

За счет сброса попутной воды вблизи скважин, длина трубопроводов системы ППД сокращается на 30-50 %, снижаются энергопотребление на транспортировку воды от УПН и УПСВ до насосов системы ППД.

Благодаря снижению объема перекачиваемой жидкости за счет сброса попутной воды вблизи скважин, появляется возможность существенно снизить металлоемкость промысловых трубопроводов заменой

существующих труб на гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) меньшего диаметра.
При применении ГПМТ не требует устройство системы электрохимической защиты, что также снижает затраты как на проведение предлагаемой реконструкции так и последующие эксплуатационные затраты.
[1] Министерство энергетики Российской Федерации// Статистика по добыче сырой нефти с учетом газового конденсата за период 01.01.2019 – 31.12.2019 [Электронный ресурс] // URL: https://minenergo.gov.ru/activity/statistic (дата обращения: 10.02.2020).
[2] Министерство энергетики Российской Федерации //Сведения об объеме выработки электроэнергии по России [Электронный ресурс] // URL: https://minenergo.gov.ru/opendata/7705847529-vyrabotkaenergy (дата обращения: 10.02.2020).
[3] Федеральная служба государственной статистики // Технологическое развитие отраслей экономики. Показатели энергоэффективности. Себестоимость добычи нефти// URL: https://gks.ru/folder/11189 (дата обращения: 08.02.2020).

НЕЙРОСЕТЕВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Максимов А.Е. *MaksimovAE@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
Рассмотрены проблемы, возникающие при управлении процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий. Осуществлен системный анализ процесса термохимического обезвоживания как объекта управления: выделены основные управляющие параметры, определена управляемая величина.
Ключевые слова: обустройство нефтяных месторождений, нефтяные эмульсии, контроль над разрушением эмульсий.
Abstract
The problems arising in the process of thermochemical dehydration of oil emulsions are considered. A systematic analysis of the process of thermochemical dehydration as a control object is carried out: the main control parameters are highlighted, the controlled value is determined.
Keywords: arrangement of oil fields, oil emulsions, control over the destruction of emulsions.
Рассмотрены проблемы, возникающие при управлении процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий. Осуществлен системный анализ процесса термохимического обезвоживания как объекта

управления: выделены основные управляющие параметры, определена управляемая величина.
Предложена структура адаптивной системы управления с эталонной моделью, основу которой составляет искусственная нейронная сеть, обученная на результатах лабораторных испытаний и воспроизводящая их в рабочем диапазоне изменения параметров процесса термохимического обезвоживания. При этом осуществляется управление эффективностью разделения нефтяной эмульсии с учетом заданного конечного и фактического начального значений содержания воды в нефти, а также фактических значений расхода и температуры нефтяной эмульсии, поступающей на обезвоживание.
Проведены исследования по установлению оптимальной структуры и метода обучения искусственной нейронной сети. Рассчитан экономический эффект от применения предложенной системы.

РЕЛАКСАЦИОННЫЙ МЕТОД АДАПТАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЕТИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Ендураева Н.А. *EnduraevaNA@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г.Самара

Аннотация

В работе рассматривается задача настройки теоретической гидравлической модели трубопроводной сети на воспроизведение фактических показателей расхода жидкости, давления и температуры с целью обеспечения физичности и надёжности результатов расчёта.
Отмечается, что технологические мероприятия по системам трубопроводов принимаются на основании гидравлических расчётов. От корректности каждого расчёта напрямую зависит эффективность принимаемых решений.
Вводится понятие адаптации, как процесса настройки теоретической модели для наиболее точного воспроизведения реальности. Отмечается высокая трудоёмкость этого процесса, которая расчёт с увеличением масштаба модели и степени неопределённости её параметров. Предлагается автоматизировать адаптацию с помощью математического метода релаксации.
Ключевые слова: наземное обустройство, перспективное планирование, цифровая модель, гидравлический расчет, адаптация модели.
Abstract

The paper considers the problem of tuning a theoretical hydraulic model of a pipeline network to reproduce the actual indicators of fluid flow, pressure and temperature in order to ensure the physicality and reliability of the calculation results.

Keywords: ground infrastructure, long-term planning, digital model, hydraulic calculation, model adaptation.

Введение

Технологические решения в нефтегазовой отрасли принимаются на основании оценки их технико-экономической целесообразности. Подобная оценка делается с применением современных методик, алгоритмов и программных средств [1-2]. Не составляют исключения и гидравлические расчёты, связанные с анализом распределения жидкости и давления в системах трубопроводов и технологического оборудования.

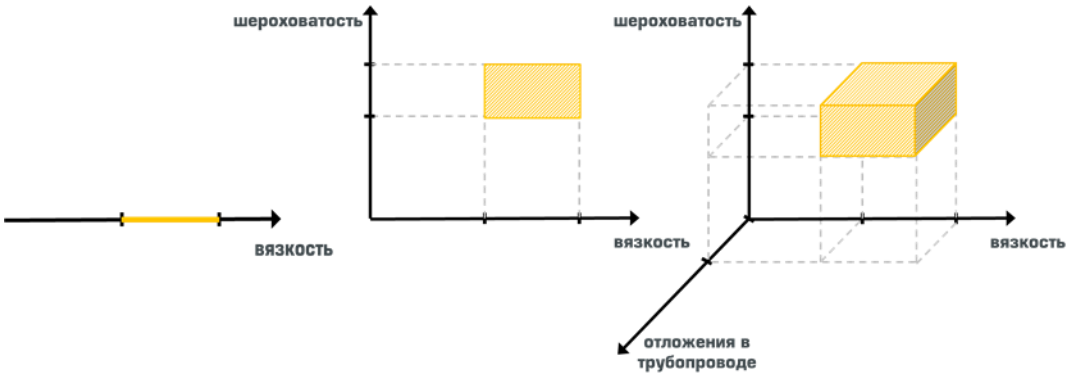
Эти расчёты чрезвычайно важны как при планировании ввода новых мощностей, так и при разработке программ реинжиниринговых мероприятий на зрелых активах, в связи с тем, что от корректности гидравлического расчёта напрямую зависит эффективность принимаемых решений и, соответственно, надёжность системы трубопроводов.

Релаксационный метод адаптации гидравлической модели

Основная задача теоретической гидравлической модели – как можно более точное воспроизведение характеристик поведения реальной системы трубопроводов. Поэтому важно настроить модель так, чтобы результаты её расчётов имели значительную степень надёжности. Процесс настройки модели для более точного воспроизведения реальности называется адаптацией.

Адаптация модели всегда связана с неопределённостью, т.е потенциал для адаптации составляют неизвестность или ненулевой допустимый интервал значений для какого-либо параметра. Технически адаптация – это вариация параметров модели, имеющих диапазон неопределённости, и уточнение их значений для минимизации ошибки между результатами модели и целевыми значениями, в качестве которых зачастую выступают замеры.

По трудоёмкости адаптация занимает основную часть гидравлического расчёта. Это связано с многопараметричностью гидравлической модели, которая приводит к формированию достаточно обширной области поиска решения, размерность которой кратна количеству параметров с ненулевым диапазоном неопределённости. Это исключает возможность решения задачи простым перебором. Характер расширения области поиска решения с ростом количества неопределённых параметров показан на рисунке 1. Кроме того, ресурсы, требующиеся для выполнения адаптации, растут с увеличением масштаба модели и диапазона неопределённости каждого параметра. В связи с этим, актуальность задачи данного исследования связана не только с качеством технологических расчётов, но и с экономической целесообразностью, обусловленной экономией трудозатрат.



а) б) в)

Рис.1. Область поиска решения для случаев:
а). один параметр, имеет диапазон неопределенности; б) два параметра, имеющие диапазон неопределенности; в). три параметра, имеющие диапазон неопределенности

В основе предлагаемого метода адаптации лежит классический математический метод релаксации. На каждой итерации варьируется отдельный параметр при фиксированных прочих. Цикл повторяется до достижения целевого результата, исключая ошибку взаимного влияния параметров (рис. 2). Более подробно о математическом методе релаксации можно узнать из источника [3].

$$\widetilde{X_1}, \overline{X_2} \dots, \overline{X_n};\ X_1 \in \left(X_1^{min};\ X_1^{max}\right);$$

$$\overline{X_1}, \widetilde{X_2} \dots, \overline{X_n};\ X_2 \in \left(X_2^{min};\ X_2^{max}\right);$$

$$\dots$$

$$\overline{X_1}, \overline{X_2}, \dots, \widetilde{X_n};\ X_{n+1} \in \left(X_n^{min};\ X_n^{max}\right)$$

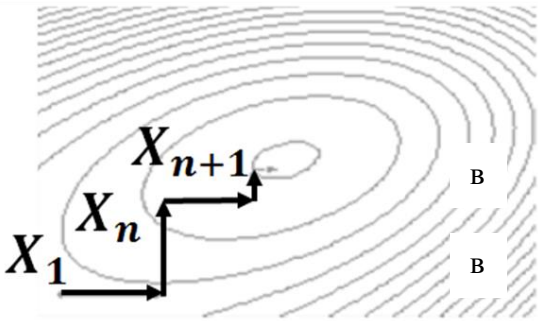


Рис. 2. Математическая формализация предлагаемой методики.

Перечень параметров адаптации, их ранжирование (по степени влияния на результат, по степени неопределенности) выполняется экспертом. На каждой итерации неопределенность модели разрешается, вследствие чего повышается эффективность принимаемых технологических решений и, соответственно, надёжность системы трубопроводов.

Заключение

Использование методики позволит повысить качество моделирования гидравлических сетей, а также сократить трудозатраты на выполнение гидравлических расчетов.

Список используемых источников информации:

1. Beggs, D. H., Brill, J.P. «A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes», J. Petroleum Technology, V.25, №5, 1973;
2. Маркман П.Г., Коркин Р.В. трубопроводный транспорт скважинной продукции //Томск: ТПУ, 2009. – 235 с.;
3. Воеводин В.В. Вычислительные основы линейной алгебры //Москва: Наука, 1977. – 307 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА И НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ КОММУНИКАЦИЯХ

Демин М.В. *demin_m_v@s-global.ru*
Воробьев С.В. *ceo@inipe.com*
ООО «ПНП-Сервис», г. Самара
ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара

Аннотация

В работе рассматривается вопрос ингибирования пластовых вод с целью снижения выподения неорганических осадков в трубороводных системах и установках подготовки. Проведены лабораторные исследования по подбору ингибиторов. Рассмотрена технология основнная на адсорбции и десорбции ингибитора на породе пласта.

Ключевые слова: ингибитор отложения солей, осложнения при добычи нефти, выподение неорганических осадков.

Abstract

The paper discusses the issue of inhibition of formation waters in order to reduce the release of inorganic sediments in pipe systems and treatment plants. Laboratory studies were carried out to select inhibitors. The technology based on adsorption and desorption of the inhibitor on the formation rock is considered.

Keywords: salt deposition inhibitor, oil production complications, inorganic precipitation loss.

В процессе разработки нефтяных месторождений с применением заводнения Оренбургской, Самарской, Пермской областей, Татарстана и Башкортостана установлено выпадение твердого осадка в трубах наземных коммуникаций, глубинонасосном оборудовании, забое и призабойной зоне скважины. Это явление приводит к снижению продуктивности скважины, нарушению нормальной работы скважинного оборудования, а также нефтепромысловых коммуникациях системы сбора и подготовки продукции. Для повышения эффективности нефтедобычи необходима разработка методов и технологий предотвращения отложения твердых неорганических солей.

Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию, то есть когда выполняется неравенство:

$$C_i \geq C_{ip}, \qquad 1.$$

где C_i – концентрация соединения или иона в растворе;

C_{ip} – равновесная при данных условиях концентрация (предельная растворимость).

Это неравенство смещается в сторону выпадения осадка либо за счет возрастания фактической концентрации, либо за счет снижения растворимости. Первое из этих условий возникает, как правило, при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом. Термином

«совместимость» можно обозначить, способность смеси вод сохранять в течение длительного времени свой химический состав, не выделяя из раствора твердые, неорганические соединения. Таким образом, смешивание несовместимых вод является одной из важнейших причин выпадения осадков при заводнении продуктивных горизонтов. Второй причиной выпадения осадков служит перенасыщение вод в результате изменения температуры, давления, испарения воды, выделения газов и так далее, когда в исходном растворе снижается равновесная концентрация или возрастает фактическая концентрация.

Типичными схемами реакций в водной среде, которые приводят к образованию твердых осадков, являются следующие:

$CaCl_2 + Na_2SO_4 = CaSO_4\downarrow + 2NaCl$;

$CaCl_2 + MgSO_4 = CaSO_4\downarrow + MgCl_2$;

$SrCl_2 + NaSO_4 = SrSO_4\downarrow + 2NaCl$;

$SrCl_2 + MgSO_4 = SrSO_4\downarrow + MgCl_2$;

$BaCl_2 + NaSO_4 = BaSO_4\downarrow + 2NaCl$;

$CaCl_2 + 2NaHCO_3 = CaCO_3\downarrow + 2NaCl + CO_2 + H_2O$;

$MgCl_2 + 2NaHCO_3 = MgCO_3\downarrow + 2NaCl + CO_2 + H_2O$;

$Fe + H_2S = FeS\downarrow + H_2$;

$2Fe_2O_3 + 6\,H_2S = 2Fe_2S_3\downarrow + 6H_2O$;

$BaCl_2 + MgSO_4 = BaSO_4\downarrow + MgCl_2$;

Несмотря на разнообразие средств борьбы с осадками солей основной метод предотвращения отложений - применение специальных химических реагентов - ингибиторов. Механизм действия, которых связан с процессами диффузии в растворе и последующей адсорбцией на поверхности микрочастичек солей. Процесс сорбции поверхностью частиц молекул ингибитора сопровождается образованием достаточно устойчивых ассоциаций. При этом ингибиторы подавляют дальнейший рост зародышевых кристаллов гипса, кальцита или другой малорастворимой соли. Образовавшиеся адсорбционные слои препятствуют не только соединению кристаллов, но и прилипанию к внутренней поверхности оборудования и труб. Это обеспечивает унос частиц потоком жидкости.

Количественные методы испытаний ингибиторов основаны либо на измерении количества выпадающего на поверхность металла осадка, либо на измерении проницаемости породы продуктивного пласта до и после фильтрации через них пересыщенного раствора. Количество осадка в объеме раствора можно оценивать по оптической плотности раствора, по остаточной жесткости, электропроводности и т. д.

Ниже приведены лабораторные методы испытания ингибиторов с полученными результатами исследований.

В качестве испытуемых растворов выбрана пластовая вода со скважины №111 Красноярского месторождения, на котором было обнаружено отложение солей на нефтепромысловых коммуникациях. Выпадение соли из раствора пластовой воды достигалось тем, что в рабочей емкости создается перенасыщение данного раствора путем упаривания пластовой воды при

постоянной температуре и сохранении объема выпариваемой воды. Схема установки приведена на рисунке 1. Ингибиторы вводят в один из исходных растворов. Готовят также контрольный раствор, в который не вводят ингибитор.

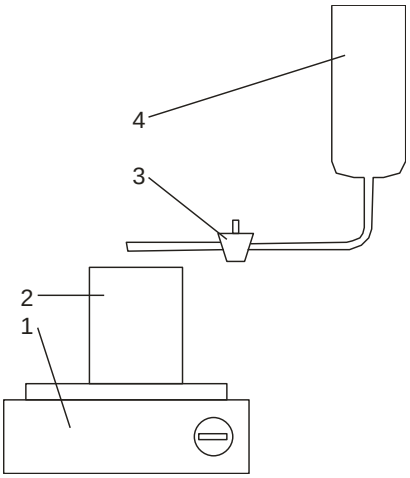


Рис.1. Схема установки по определению влияния ингибиторов на отложение солей

где:

1 – плитка с реле для поддержания постоянной температуры, 2 – металлическая емкость, 3 – кран для поддержания постоянного объема в выпаривающей емкости, 4 – проградуированный стеклянный сосуд.

В процессе упаривания производилось измерение выпарившейся жидкости и массы образовавшегося осадка. Исследования проводились со следующими рабочими растворами различных концентраций представленных в таблице 1.

Таблица 1.

Используемая модель	*Используемый ингибитор*	*Концентрация используемого реагента, г/м^3*
Пластовая вода Красноярского месторождения	НТФ (нитротриметилфосфоновая кислота)	10
	НТФ	20
	Плав солей	10
	Плав солей	20
	СНК (смесь неактивных кислот)	20
	Фосфорит	20
	ОЭДФ	20
	Гексаметафосфат натрия	20

Эффективность действия ингибиторов определяли по формуле:

$$Э_u = (1 - \frac{m}{m_0}) \cdot 100\%$$

где: m - масса осадка, выпавшего из ингибированного раствора; m_0 - масса осадка, выпавшего из контрольного раствора.

Результаты проведенных расчетов занесены в таблицу 2.

Таблица 2

Используемая модель	*Используемый ингибитор*	*Концентрация используемого реагента, г/м^3*	*Эффективность, %*
Пластовая вода Красноярского месторождения	НТФ	10	24
	НТФ	20	27
	Плав солей	10	16
	Плав солей	20	32
	СНК (смесь неактивных кислот)	20	23
	Фосфорит	20	25
	ОЭДФ	20	24
	Гексаметафосфат натрия	20	26

Как видно из таблицы наиболее эффективным оказался реагент Плав солей с эффективностью воздействия 32%, что делает его наиболее перспективным в применении на предприятиях нефтедобычи.

При рассмотрении используемых технологических схем проведения ингибирования, одним из перспективных решений данной проблемы является ингибирование продукции скважин путем задавки ингибитора в пласт, его адсорбции на породе и дальнейшей десорбции в процессе эксплуатации. Предотвращение образования неорганических солей и увеличение периода действия ингибитора отложения солей происходит за счет улучшения адсорбционно-десорбционной характеристики раствора при химической обработке терригенно-карбонатного разреза пород. Сущность технологии в том, что в призабойную зону скважины последовательно закачивают растворитель, улучшающий адсорбционную характеристику породы пласта путем его очистке от пленочной нефти и снижения поверхностного натяжения на границе нефть - ингибирующий раствор - порода, композиционный состав с ингибитором солеотложения и раствор щелочи, улучшающий десорбционную характеристику. Периодичность применения данной технологии не более двух раз в год. Технология позволяет снизить межремонтный период эксплуатации скважин и повысить надежность системы сбора и подготовки продукции.

Список используемых источников информации:

1. А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов, М.Ф. Персиянцев и др. Исследование физико-химических процессов при заводнении продуктивных пластов и добычи нефти.-Оренбург; Оренбургское книжное издательство, 2000.

2. В.А. Панов, А.А. Янков, Г.Н. Позднышев и др. Прогнозирование выпадения гипса из пластовых вод в нефтепромысловом оборудовании // Нефтепромысловое дело - 1978. - № 10. - С. 9-11

3.И.Е. Кащавцев. Компьютерное моделирование прогнозных оценок отложения солей при добыче нефти// Нефтяное хозяйство – 2002 - №12, с 73-75.

СЕКЦИЯ: ЭКОЛОГИЯ

ЭКОЛОГО-ПРАВОВАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

Коваль М.Е. *KovalME@samnipi.rosneft.ru*
Богаткин С.В. *BogatkinSV@samnipi.rosneft.ru*
Шабзова С.В. *ShabzovaSV@samnipi.rosneft.ru*
Бурдастова Т.А. *BurdastovaTA@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», Самара

Аннотация

В работе рассматривается правовые вопросы использования отходов бурения нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: ликвидация поглощений, отходы при бурении скважин, выбуренная порода, экология, правовые отношения.

Abstract

The paper deals with the legal issues of using waste from drilling oil and gas wells.

Keywords: elimination of lost circulation, waste from well drilling, cuttings, ecology, legal relations.

В результате осуществления юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями хозяйственной или иной деятельности, образуются вещества и материалы. Хозяйствующие субъекты вправе самостоятельно их идентифицировать, какие из них попадают под определение «отходы производства и потребления», а какие могут быть реализованы в качестве «продукции» [1,2].

При рассмотрении ВП в качестве отхода [3], он попадает под действие не только Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» [4], но и Федерального закона от 04.05.2011 г. № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» (деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности подлежит лицензированию) [5] и Федерального закона от 21.02.1992 № 2395-1-ФЗ «О недрах» (получение лицензии на осуществление соответствующего вида деятельности, связанного с пользованием недрами) [6].

В этом случае, при использовании отходов в качестве наполнителя для ликвидации зон поглощений требуется длительная процедура признания объектами размещения отходов (далее – ОРО) с внесением их в

государственный реестр объектов размещения отходов (далее – ГРОРО), и плату за негативное воздействие на окружающую среду (далее – НВОС) за размещение отходов (таблица 1).

Однако, согласно Федеральному закону от 27.12.2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании» [7], предприятия вправе разрабатывать и утверждать стандарты организаций на производимую продукцию, в том числе на побочную продукцию, образующуюся при производстве основной продукции.

В ходе производственного процесса образованный «спорный материал» необходимо перевести в разряд «сырье», провести по всем возможным отчетностям, отразить в движении материалов, в бухгалтерском учете. Второе обязательное требование – разработать технические условия (далее – ТУ) (согласно требованиям ГОСТ Р 1.3-2018 [8], согласовать с предприятием-производителем, зарегистрировать в Росстандарте (на добровольной основе), и согласовать в Роспотребнадзоре с получением санитарно-эпидемиологического заключения (таблица 1).

Кроме того, необходимо разработать технологический регламент (далее – ТР) на производство наполнителя. Разработка ТР относится к требованиям Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [9] и содержанию раздела «Безопасная эксплуатация производств» технологического регламента РД 09-251-98, утвержденного Постановлением Госгортехнадзора России от 18.12.1998 № 77 [10].

Таким образом, данная правовая коллизия дает возможность двоякого толкования принадлежности ВП, образующейся в процессе бурения скважин. Следовательно, недропользователь сам решает, что является отходом (и подлежит размещению), а что сырьём (применяется в технологическом процессе).

Из вышесказанного следует, что вариант отнесения ВП к понятию «отход» в процессе ликвидации зон поглощений является не реализуемым в связи с длительностью процедуры включения ОРО в ГРОРО и одновременной необходимостью быстрого реагирования на возникшее осложнение при бурении скважины.

Таблица 1

Возможность использования материала для закачки

Материал	Мероприятие	
Умеренно опасные отходы(3 класса опасности)	Получение дополнения к лицензии на геологическое изучение недр методом закачки буровых шламов в пласт (в случае возникновения поглощений)	~140 дн*
	Документы, подтверждающие право использования технологии обращения с отходами размещения: проектная документация закачки в пласт	По договору**
	Положительное заключение ГЭЭ на проектную документацию ОРО (Копия письма уполномоченного органа исполнительной власти в области экологической экспертизы о том, что ПД не является объектом ГЭЭ)	~30-120 дн**
	Лицензия по размещению отходов I-IV классов опасности (с приложением конкретных видов отходов и разрешенных видов работ по обращению с ними), полученной в установленном законодательством о лицензировании порядке	~10-30 дн*
	Характеристика ОРО в результате инвентаризации	7 дн**
	Письмо о включении ОРО в ГРОРО с указанием номера объекта размещения отходов ГРОРО	30 дн**
	Программа гидрогеологического мониторинга	от 30 дн**
Малоопасные отходы и практически неопасные отходы, претендующие на статус продукции (4-5 класса опасности)	Протоколы лабораторного анализа образцов: Химическое исследование; Санитарно-эпидемиологические; Радиационно-биологические	От 5 дн*
	Поиск ГОСТ, ГОСТ Р, СТО	По договору*
	Разработка ТУ на продукцию (в случае отсутствия ГОСТ, ГОСТ Р, СТО)	По договору*
	Сертификат соответствия (при необходимости) на 1-3 года	10 дн*
Готовая продукция	Технологический регламент производства продукции либо технические условия на продукцию, получаемую в результате утилизации отходов	По договору*

Примечание:
*Возможно оформление документа до факта возникновения поглощения при бурении скважин;
**Разрабатывается по факту возникновения осложнения при бурении скважин.
Оформление документа заблаговременно может быть нерентабельно.

Наиболее приоритетным и возможным вариантом в данном случае является реализация ВП в качестве продукции при условии использования сырья из ранее пробуренных скважин и предварительного осуществления процедуры придания ТУ или ТР легитимности предусмотренными законом способами (через экспертизу или стандартизацию).

Список используемых источников информации:

1. Гражданский кодекс Российской Федерации N 51-ФЗ от 30.11.1994 (ред. от 31.07.2020)
2. Федеральный закон № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г.;
3. Федеральный классификационный каталог отходов, утвержденный приказом Росприроднадзора № 445 «Об утверждении федерального классификационного каталога отходов» от 18.07.2014 г.;
4. Федеральный закон № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г.;
5. Федеральный закон № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 04.05.2011 г.;
6. Федеральный закон № 2395-1-ФЗ «О недрах» от 21.02.1992 г.;
7. Федеральный закон №184-ФЗ «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г.;
8. ГОСТ Р 1.3-2018 «Стандартизация в Российской Федерации. Технические условия на продукцию. Общие требования к содержанию, оформлению, обозначению и обновлению» от 01.07.2019 г.;
9. Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г.;
10. РД 09-251-98, утвержденный Постановлением Госгортехнадзора России № 77 от 18.12.1998 г.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИИ ХЛОРОФОРМА НА СИЛИКАГЕЛЕ ПРИ ОЧИСТКЕ ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ

Хусаинов Р.И. *triol116@mail.ru*
ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара

Аннотация

Изучена адсорбция паров хлороформа на силикагеле. Установлено снижение активности силикагеля по отношению к хлороформу по сравнению с его же

активностью к ацетону. Предложена связь активности с величиной дипольного момента молекул поглощаемого вещества.
Ключевые слова: адсорбция, силикагель, хлороформ.
Abstract

The adsorption of chloroform vapors on silica gel has been studied. A decrease in the activity of silica gel with respect to chloroform in comparison with its activity with respect to acetone was established. A relationship between the activity and the value of the dipole moment of the molecules of the absorbed substance is proposed.
Keywords: adsorption, silica gel, chloroform.

В различных отраслях промышленности довольно часто возникает задача очистки отходящих газовых потоков от паров органических веществ. В большинстве случаев для этих целей используется процесс адсорбции. На стадии проектирования процесса необходимо в первую очередь рассчитать два основных параметра: время защитного действия слоя адсорбента и его массу, которая обеспечит работу установки до проскока целевого компонента. Для расчёта этих параметров необходимо располагать данными по равновесию между газовой и твёрдой фазами. Теоретические методы нахождения зависимости активности адсорбента от концентрации компонента в газовой фазе отличаются невысокой надёжностью.

В работе [1] была описаны экспериментальная установка для изучения процесса адсорбции паров летучих растворителей на стационарном слое адсорбента. Основными элементами установки являются узел управления расходами потоков инертного газа, детектор по теплопроводности и сатуратор, для приготовления исходного насыщенного паром исследуемого вещества потока инертного газа. Для управления расходами потока азота, идущего в сатуратор, и потока, поступающего на разбавление насыщенного газа, были использованы электронные ротаметры-регуляторы Mass-Viev (Bronkhorst High-Tech, Голландия). Измерение активности силикагеля проводилось по увеличению массы исходного адсорбента. В работе [2] приведены результаты изучения динамической и статической активностей силикагеля по отношению к пару ацетона. Было установлено, что максимальная активность силикагеля по ацетону составляет 0,21 г/г. При этом вид изотермы (рис. 1, кривая 1) свидетельствует о протекании мономолекулярной адсорбции, описываемой уравнением Ленгмюра. В настоящем исследовании нами получена изотерма активности силикагеля по отношению к хлороформу. Насыщенный паром этого вещества азот поступал на смешение с чистым азотом, что позволяло получать любые значения концентрации целевого компонента. Момент появления молекул исследуемого вещества за слоем адсорбента фиксировался с помощью детектора по теплопроводности. Для исследования были взяты следующие концентрации пара хлороформа:

– максимально возможная в условиях эксперимента (насыщенный пар);
– разбавление 4:1;
– разбавление 3:2;

– разбавление 2:3;
– разбавление 1:4.

Объёмные доли хлороформа в газовой фазе рассчитывалась из закона Дальтона. Давление насыщенного пара хлороформа вычислялось по уравнению Антуана:

$$P = exp\left(A - \frac{B}{273 + t + C}\right),$$

где P – давление насыщенного пара вещества, мм рт. ст., A, B и C – коэффициенты уравнения Антуана, приведены в [3], t – температура опыта, градусы Цельсия.

На рис. 1 показаны изотермы адсорбции ацетона (кривая 1) и хлороформа (кривая 2) на силикагеле фракции 0,25 – 0,5 мм.

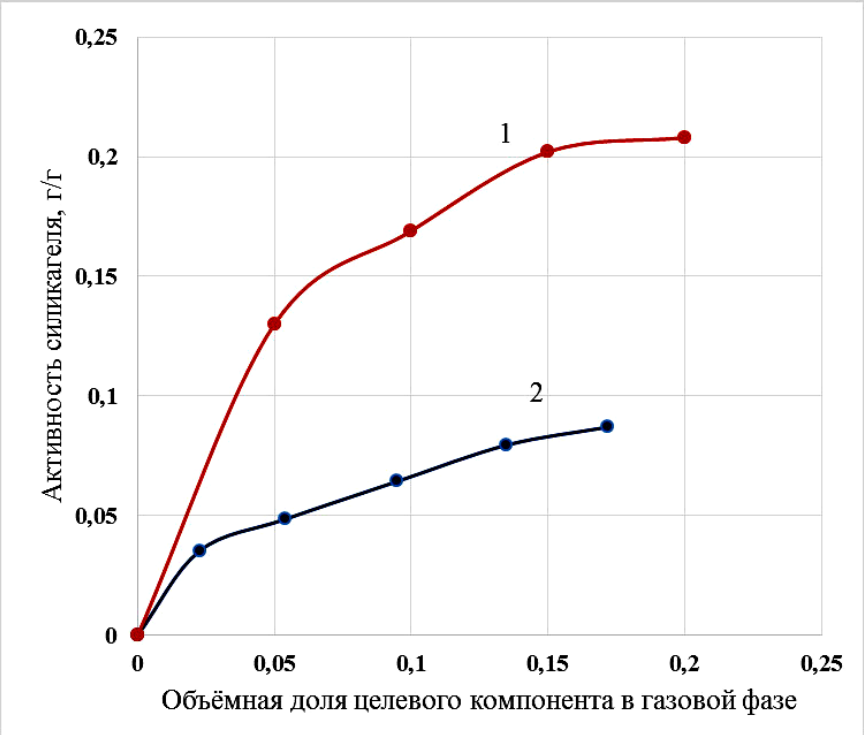


Рис. 1. Изотермы адсорбции ацетона (кривая 1) и хлороформа (кривая 2) на силикагеле при комнатной температуре

Из рисунка следует, что активность силикагеля по отношению к ацетону в два раза больше, чем к хлороформу. С высокой долей вероятности можно предположить, что это объясняется более высокой полярностью молекул ацетона (2,85 дебая) по сравнению с полярностью молекул хлороформа (1,06 дебая). В пользу такого объяснения свидетельствует тот факт, что силикагель практически неактивен к молекулам неполярных соединений.

Изучена адсорбция паров хлороформа на силикагеле при комнатной температуре. Установлено снижение активности силикагеля по отношению к хлороформу по сравнению с его же активностью к ацетону. Предложена связь активности с величиной дипольного момента молекул поглощаемого вещества.

Список используемых источников информации:

1. Филиппов, В.В., Краснова, О.А. Экспериментальное исследование динамики процесса адсорбции // Современные тенденции в образовании и науке. Ч.3.Тамбов, 2014.
2. Филиппов В.В. Изотерма адсорбции паров ацетона на силикагеле // Вестник научных конференций. 2015. №4-5(4).Ч.5.С.81-83.
3. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Л.: Химия, 1982. 592 с

ОСОБЕННОСТИ ВНУТРЕННЕЙ И ВНЕШНЕЙ ГРАНИЦЫ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ ПРЕДПРИЯТИЙ

Багина Е.Н. *BaginaEN@ samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г.Самара

Аннотация

Рассмотрена особенность построения внутренней и внешней границы санитарно-защитной зоны для предприятий.

Ключевые слова: санитарно-защитная зона, гигиенические нормативы.

Abstract

The peculiarity of constructing the internal and external boundaries of the sanitary protection zone for enterprises is considered.

Keywords: sanitary protection zone, hygienic standards.

Введение. В настоящее время для всех предприятий, являющихся источником воздействия на атмосферный воздух, необходимо установление санитарно-защитной зоны. Санитарно-защитная зона – буферная территория, обеспечивающая снижение негативного воздействия на атмосферу до гигиенических нормативов. Для построения данной территории необходимо определить внутреннюю границу, от которой откладывается расстояние для снижения негативного воздействия, и определить внешнюю границу зоны – линию, за пределами которой факторы воздействия не превышают установленных гигиенических нормативов.

Цель работы. Рассмотреть особенности построения внутренней и внешней границы санитарно-защитной зоны для предприятий.

Результат исследования. Согласно Постановлению Правительства РФ №222 от 03.03.2018 г. «Об утверждении правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах

санитарно-защитных зон» внутренней границей санитарно-защитной зоны является контур объекта. Четкого определения, что является контуром объекта, в настоящее время нет. Исследования законодательных норм, приводят к выводу о том, что контуром объекта является граница кадастрового земельного участка, на котором предприятие расположено. Отступлением от данного правила является контур, проводимый внутри кадастрового земельного участка предприятия, для создания границы между нормируемыми объектами и источникамим негативного воздействия на амтосферный воздух. Для данных целей внутри кадастрового контура земельного участка предприятия выделяется контур нового кадастрового объекта, являющегося внутренней границей санитарно-защитной зоны.

Формирование внешней границы санитарно-защитной зоны связано, в первую очередь, с анализом существующей градостроительной ситуации: анализом землепользования и застройки территории. Определение размеров санитарно-защитной зоны на основании результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ и физического воздействия, носит второстепенный характер, и корректируется в виде разработки природоохранных мероприятий, с учетом существующей градостроительной ситуации.

Знание особенностей построения внутренней и внешней границы санитарно-защитной зоны используется при разработке проектов санитарно-защитных зон для промышленных объектов.

Выводы. Современная сложившаяся ситуация, связанная с условиями землепользования и застройки территорий, правом собственности на земельные участки, является важной особенностью и вносит коррективы в построение как внутренней, так и внешней границы санитарно-защитной зоны предприятий.

ОЦЕНКА СТАБИЛЬНОСТИ СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА ВО ВРЕМЕНИ В ПРОБАХ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ХРАНЕНИИ В РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ПРОБООТБОРНИКОВ

Быков Е.С. *BykovES@samnipi.rosneft.ru*
ООО «СамараНИПИнефть», г.Самара

Аннотация

Газохроматографическим методом проведена оценка стабильности содержания сероводорода во времени в пробах попутного нефтяного газа. Рассчитана концентрация сероводорода в пробах с низким и высоким содержанием при хранении в различных типах пробоотборников. Установлено, что для длительного хранения и более достоверного определения сероводорода необходимо использовать пробоотборники в сульфинертном исполнении.

Ключевые слова: сероводород, попутный нефтяной газ, газовая хроматография.
Abstract
The content of hydrogen sulfide stability over time was assessed in samples of associated petroleum gas by gas chromatography method. The concentration of hydrogen sulfide in samples with low and high content is calculated during storage in various types of samplers. It has been established that sulfinert samplers must be used for long-term storage and more reliable determination of hydrogen sulfide.
Keywords: hydrogen sulfide, associated petroleum gas, gas chromatography.

Введение

Попутный нефтяной газ (ПНГ) в соответствии с [1] представляет собой газообразную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемую совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющуюся из нефти в процессе ее промысловой подготовки. Состав ПНГ представляет собой многокомпонентную смесь, содержащую индивидуальные углеводороды C_1 − C_5 совместно с фракциями C_6 – C_{10}, а также метанол и неорганические газы (водород, кислород, гелий, азот, диоксид углерода, сероводород). Компонентный состав ПНГ зависит от состава пластовой смеси, а также условий добычи и подготовки нефти, в связи с чем может существенно меняться. Наличие сероводорода в ПНГ затрудняет его транспортировку и использование в качестве топлива без предварительной очистки. При этом выбросы парниковых и серосодержащих газов, получаемых при сжигании ПНГ на факеле в атмосферу нежелательны по экологическим и экономическим соображениям. Контроль и достоверное определение концентрации сероводорода в ПНГ позволяют подобрать нужный механизм сероочистки для рациональной утилизации добываемого ПНГ [2] и являются одной из наиболее актуальных задач в области энерго- и ресурсосбережения.

Целью настоящей работы является газохроматографическое определение концентрации сероводорода в пробах ПНГ при хранении в различных типах пробоотборников и изучение динамики изменения содержания сероводорода во времени в каждом типе пробоотборников.

Эксперимент

В качестве объектов исследования использовали пробы ПНГ, отобранные с узлов учета газа объектов АО «Самаранефтегаз» дожимной насосной станции (ДНС) Городецкая и установки предварительного сброса воды (УПСВ) Ново-Аманакская, молярная доля сероводорода в которых составила около 0,5 и 5 % соответственно.

Концентрацию сероводорода в пробах ПНГ определяли на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк – Кристалл 5000.2» (ЗАО СКБ «Хроматэк»). Для проб газа с молярной долей сероводорода более 0,01 % использовали детектор по теплопроводности (ДТП) согласно [3]. Разделение компонентов проводили на насадочной колонке Hayesep R фракции 80/100 меш (3 м х 2 мм) при программировании температуры колонки: 40 °С – 5 мин, 5 °С/мин – 60 °С – 2 мин, 10 °С/мин –

140 °С – 20 °С/мин – 240 °С с делением потока 1 : 10, газ-носитель – гелий. Для проб с концентрацией менее 0,01 % моль использовали пламенно-фотометрический детектор (ПФД) согласно [4]. Разделение компонентов проводили на капиллярной WCOT колонке CP-Sil 5 CB (50 м х 0,53 мм х 5 мкм) при программировании температуры колонки: 50 °С – 3 мин, 5 °С/мин – 110 °С – 20 °С/мин – 200 °С с делением потока 1 : 10, газ-носитель – гелий.
Отбор проб ПНГ с каждого объекта проводили в соответствии с [5] в три различных типа пробоотборников (табл. 1).

Таблица 1

Типы используемых в работе пробоотборников для проб ПНГ

№	Тип пробоотборника	Материал пробоотборника по паспорту	Документ, по которому изготовлен пробоотборник
1	ПГО-1000	Сталь марки 12Х18Н10Т	ТУ 3667-001-33883316-02
2	ПГО-400	Сталь марки 12Х18Н10Т	ТУ 4318-001-95622738-2006
3	Пакет для газообразных проб	Полимерная пленка	Запатентованная технология

Динамику изменения содержания сероводорода во времени в каждом типе пробоотборника изучали в течение 72 ч при определении молярной доли сероводорода каждые 24 ч. Для количественной оценки стабильности хранения сероводорода во времени использовали величину, представляющую собой отношение текущей ($C_{тек}$) к исходной молярной доли сероводорода ($C_{исх}$) в пробоотборнике.

Обсуждение результатов

Экспериментальные данные оценки стабильности хранения сероводорода в различных типах пробоотборников для изученных в работе объектов исследования представлены в табл. 2.

Таблица 2

Значения величины $C_{тек}/C_{исх}$ для объектов исследования

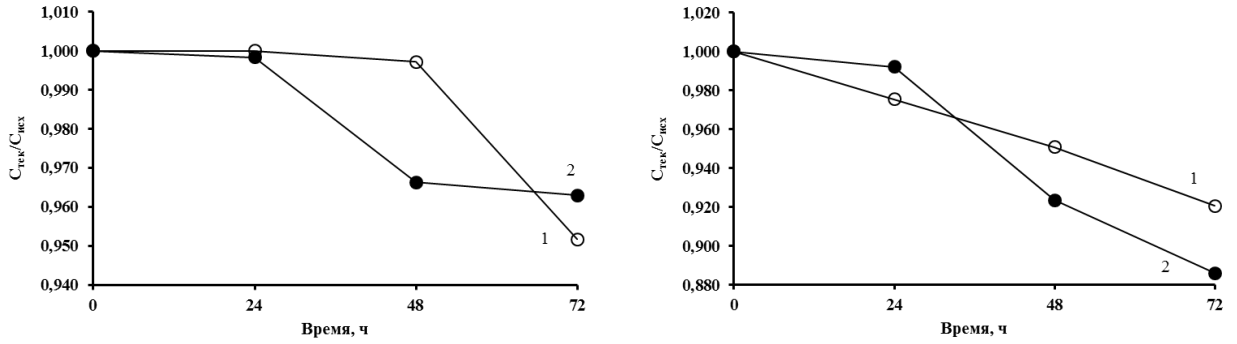
Объект	Время, ч / Тип пробоотборника	0	24	48	72
ДНС Городецкая	Пакет	1,000	1,000	0,997	0,952
	ПГО-400		0,998	0,966	0,963
	ПГО-1000		0	0	0
УПСВ Ново-Аманакская	Пакет	1,000	0,975	0,951	0,921
	ПГО-400		0,992	0,923	0,886
	ПГО-1000		0,411	0,170	0,081

Из данных табл. 2 видно, что для пробоотборника типа ПГО-1000, изготовленного в соответствии с ТУ 3667-001-33883316-02, получены

неудовлетворительные результаты для изученных объектов. Для данного типа пробоотборника наблюдаются заниженные исходные концентрации сероводорода для двух изученных объектов. Для газа с ДНС Городецкая с низким содержанием уже после 24 ч сероводород отсутствовал в пробе. Для пробы факельного газа с УПСВ Ново-Аманакская падение молярной доли сероводорода каждые 24 ч составило более 50 %. Полученные данные связаны, по-видимому, с материальным исполнением пробоотборника, представляющим грубую матовую углеродную сталь, которая имеет высокую пористость и является непригодной для хранения серосодержащих проб ПНГ.

Напротив, для пробоотборника типа ПГО-400, изготовленного уже по ТУ 4318-001-95622738-2006, относительное падение текущей концентрации сероводорода по сравнению с исходной составило 3,7 и 11,4 % для проб ПНГ с ДНС Городецкая и УПСВ Ново-Аманакская. При этом по паспорту материалом пробоотборника являет также сталь марки 12Х18Н10Т, как и в случае ПГО-1000.

На рис. 1 приведены графики падения текущей концентрации сероводорода в процессе хранения относительно исходной в ПГО-400 и полимерном пакете для проб газа с объектов.



(*а*) (*б*)

Рис.1. – График зависимости величины падения текущей концентрации сероводорода $C_{тек}/C_{исх}$ от времени в пробах газа с ДНС Городецкая (*а*) и УПСВ Ново-Аманакская (*б*) в полимерном пакете (1) и ПГО-400 (2).

Из рис. 1 видно, что наиболее стабильное хранение сероводорода показали пробоотборники, представляющие собой пакеты для газообразных проб, выполненные из полимерного материала в сульфинертном исполнении. Для данного типа пробоотборника практически все точки на графиках рис. 1 выше по сравнению с ПГО-400. Исключение составляют точки при хранении в течение 72 ч для ДНС Городецкая и 24 ч для УПСВ Ново-Аманакская. При этом данные различия по сравнению с ПГО-400 незначительны.

Стабильность хранения сероводорода в полимерном пакете также была оценена для проб поверочных газовых смесей (ПГС) с содержанием сероводорода 50 мг/м^3 (~ 0,0035 % моль) и 2,06 % моль (табл. 2, рис. 2).

Таблица 2

Значения величины $C_{тек}/C_{исх}$ для проб ПГС

Время, ч / Концентрация в ПГС	0	24	48	72
50 мг/м^3 (~ 0,0035 % моль)	1,000	1,000	0,701	0,570
2,06 % моль		0,999	0,964	0,949

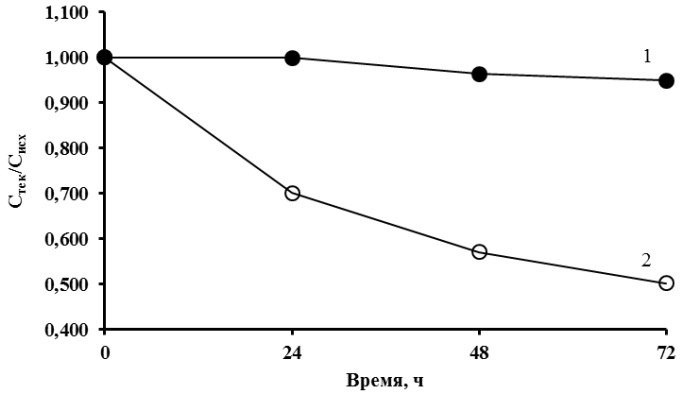


Рис.2. – График зависимости величины падения текущей концентрации сероводорода $C_{тек}/C_{исх}$ от времени в пробах газа ПГС с концентрацией 2,06 % моль (1) и 50 мг/м^3 (2) в полимерном пакете.

Из представленных данных в табл. 2 и на рис. 2 можно сделать вывод, что, как ожидалось, для низких концентраций тенденция к уменьшению выше, чем для высоких содержаний сероводорода. При этом для пробы ПГС с высоким содержанием концентрация сероводорода практически не изменилась после хранения в течение 72 ч в полимерном пакете.

Заключение

Таким образом, в работе выполнена оценка стабильности молярной доли сероводорода в пробах ПНГ с низкой и высокой концентрацией в различных типах пробоотборников. Показана связь материала пробоотборников с динамикой изменения концентрации сероводорода во времени. Полученные данные позволяют повысить достоверность определения сероводорода в пробах ПНГ, а также могут служить в качестве рекомендаций при верификации пробоотборного оборудования для серосодержащих газов.

Список используемых источников информации:

8. ГОСТ Р 54973-2012. Переработка попутного нефтяного газа. Термины и определения. – М. : Стандартинформ, 2013. – 12 с.

9. Мазгаров, А.М., Корнетова, О.М. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода: учебное пособие/ А. М. Мазгаров, О. М. Корнетова. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 70 с.

10. ГОСТ Р 57975.1-2017. Газ нефтяной попутный. Определение состава методом газовой хроматографии. Часть 1. Определение содержания углеводородов $C_1 - C_{8+}$ и неорганических газов с использованием пламенно-ионизационного детектора и детектора по теплопроводности. – М. : Стандартинформ, 2018. – 50 с.
11. ГОСТ Р 57975.2-2017. Газ нефтяной попутный. Определение состава методом газовой хроматографии. Часть 2. Определение серосодержащих соединений с использованием пламенно-фотометрического детектора. – М. : Стандартинформ, 2018. – 28 с.
12. ГОСТ 31370-2008. Газ природный. Руководство по отбору проб. – М. : Стандартинформ, 2018. – 46 с.

СЕКЦИЯ: ЭНЕРГЕТИКА

АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЁННЫХ КУСТОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗЛЮДНОСТИ ДОБЫЧИ

Мельников М.М.
Князев П.А. *p.a.knyazev@gmail.com*
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация
Рассмотрена особенность применения автоновных источников электроснабжения в промысовых условиях. Выбраны наиболее переспективные в применении.
Ключевые слова: электорснабжение, автономные источники,солнечная энергия.
Abstract
The peculiarity of the use of autonomous power supply sources in the field conditions is considered. The most promising in application are selected.
Keywords: electricity supply, autonomous sources, solar energy.

Электроснабжение удалённых кустов газовых скважин, добыча газа на которых организована с применением безлюдных технологий, до сих пор организовывается с использованием технологий, которые либо требуют периодического присутствия человека (например - дизельные электростанции), либо с помощью возобновляемых источников электроэнергии (солнечная и ветровая энергия), которые имеют следующие недостатки:

- зависимость от погодных условий;
- малая мощность установок;
- высокая удельная стоимость оборудования;
- низкий КПД (до 27%).

С целью определения наиболее эффективного с технической и экономической точки зрения варианта электроснабжения удалённых кустов газовых скважин было выполнено технико-экономическое сравнение различных видов генерирующих установок.

В общей сложности было рассмотрено более 10 видов генерирующих установок.

С учётом разнообразия видов генерирующих установок, а также технического прогресса, итогом данной работы является проведение опытно-

промышленных испытаний технологий, определёнными по результатам технико-экономическое сравнения как наиболее эффективные.

Содержание

СЕКЦИЯ: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ ... 3

Носкова Е.Г. Романюк А.Н., Сосновская Е.Б.
ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОЕ ЛИТО-ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРОГНОЗНЫХ РЕШЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ ЗАРУБЕЖНЫХ АКТИВОВ РОСНЕФТИ ... 3

Олесов А.В. Зуев А.А.
НИЗКООМНЫЕ КОЛЛЕКТОРА ТУРНЕЙСКОГО ВОЗРАСТА И ПРОБЛЕМЫ ИХ ИДЕНТИФИКАЦИИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ ... 5

Морова А.А
ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ПЕТРОМАГНИТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН ... 10

Федорова М. Ю.
ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИЛЕГАЮЩИХ К ВЫСТУПАМ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ... 15

СЕКЦИЯ: СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН ... 18

Васильчук О.Ю., Мартынов М.В.
ПЕРСПЕКТИВА БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ИЗ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА ... 18

Халимова А.И.
СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРОЕКТИРОВАНИЯ В ЧАСТИ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗЫ ДАННЫХ МАТЕРИАЛОВ СПЕЦИФИКАЦИЙ И ВЕДОМОСТЕЙ ОБЪЁМОВ РАБОТ ... 26

Цаплин Д.В., Нечаева О.А.
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДИК ВЫБОРА КОЛЬМАТАЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ... 28

Ляпин И.Н.
ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ХВОСТОВИКА С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН ... 32

Воробьев С.В., Воробьева Е.В.
РАЗРАБОТКА ГИДРОАКУСТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ПАРАМЕТРЫ ТАМПОНАЖНЫХ СУСПЕНЗИЙ ... 38

Паторов А.А., Лунин Е.А.
МОДУЛЬ «НОРМАТИВ» ИС «БУРЕНИЕ» КАК ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ РАБОТ ... 43

Худяков А.В.
ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН И КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С УЧЕТОМ ПЛАНИРУЕМОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ... 48

Железников Д.П.
ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ... 57

Коваль М.Е., Богаткин С.В., Ахполов Д.А., Корнеева О.А.
ВОЗДЕЙСТВИЕ ШЛАМОВОГО АМБАРА НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ ... 60

СЕКЦИЯ: РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ... 64

Рогожинский Р.А.
ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ: ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СОСТАВОВ ... 64

Зиганшин Р.Ш., Рощин П.В.
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ CO2 В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ) ... 66

Рощин П.В., Никитин А.В., Киреев И.И.
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ ... 68

Курганов Д.В.
КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ РАСЧЕТА КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ... 71

Каллин И.В., Брусничкин А.М.

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ 75
Куликов Д.Н., Воробьев С.В.
ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВНИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГРАВЕЛИТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ..... 77
Никитин А.В., Каллин И.В., Рощин П.В., Киреев И.И.
УЧЕТ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ..... 82
Никифорова А.А., Королькова К.П.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ СТРЕССОВ ОТ МАСШТАБОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА ДО ЛОКАЛЬНОГО МАСШТАБА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ..... 85
Коновалов В.В., Кириллов А.С.
СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОСТАВОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ..... 86
Воробьев С.В., Воробьева Е.В.
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К УВЕЛИЧЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ 88

СЕКЦИЯ: ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ 104

Брусничкин А.М., Каллин И.В.
МОДЕЛИРОВАНИЕ И АДАПТАЦИЯ МГРП В УСЛОВИЯХ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ..... 104
Должикова И.С.
ПРЕДОТВАЩЕНИЕ ОТКАЗОВ УЭЦН ПО ПРИЧИНЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В НКТ 106
Куликов Д.Н.
ПРАКТИКА ОЦЕНКИ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО РАЗРУШЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ 107
Исмаилов Ю.Р.
ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГДИС ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ СВАБИРОВАНИЕМ 112
Литвин А.Т., Рощин П.В., Никитин А.В., Киреев И.И.
ООБОСНОВАНИЕ ВАЖНОСТИ ПОДБОРА РЕАГЕНТОВ-РАСТВОРИТЕЛЕЙ ПОД ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ 119

СЕКЦИЯ: ПРОБЛЕМЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ТРАНСПОРТ 122

Сенинг Ю. А., Ананьева Ю.В., Круглов Е.В.
ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ БЕСПРОВОДНОГО МОНИТОРИНГА ДАВЛЕНИЯ НА УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА..... 122
Горнов Д.А., Киреев И.И., Дёмин С.В., Пчела К.В., Садчиков С.В.
О ВОЗМОЖНОСТИ СОКРАЩЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАГЕНТОВ В СХЕМАХ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ 124
Зельцер Г.А.
ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНОЙ АРМАТУРЫ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 126
Кичигина А.А.
РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ЗАКАЧИВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ 133
Максимов А.Е.
НЕЙРОСЕТЕВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ 135
Ендураева Н.А.
РЕЛАКСАЦИОННЫЙ МЕТОД АДАПТАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЕТИ НЕФТЕПРОВОДОВ..... 136
Демин М.В., Воробьев С.В.
ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА И НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ КОММУНИКАЦИЯХ 139

СЕКЦИЯ: ЭКОЛОГИЯ 143

Коваль М.Е., Богаткин С.В., Шабзова С.В., Бурдастова Т.А.
ЭКОЛОГО-ПРАВОВАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ..... 143
Хусаинов Р.И.
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИИ ХЛОРОФОРМА НА СИЛИКАГЕЛЕ ПРИ ОЧИСТКЕ ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ 146
Багина Е.Н.
ОСОБЕННОСТИ ВНУТРЕННЕЙ И ВНЕШНЕЙ ГРАНИЦЫ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ ПРЕДПРИЯТИЙ .. 149

Быков Е.С.
ОЦЕНКА СТАБИЛЬНОСТИ СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА ВО ВРЕМЕНИ В ПРОБАХ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ХРАНЕНИИ В РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ПРОБООТБОРНИКОВ 150

СЕКЦИЯ: ЭНЕРГЕТИКА 156

Мельников М.М., Князев П.А.
АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЁННЫХ КУСТОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗЛЮДНОСТИ ДОБЫЧИ 156

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ответственный редактор
ВОРОБЬЕВ Сергей Владимирович

Издательство «Перо»
109052, Москва, Нижегородская ул., д. 29-33, стр. 15, ком. 536
Тел.: (495) 973-72-28, 665-34-36
Подписано к использованию 15.09.2020.
Объем 5,20 Мбайт. Электрон. текстовые данные. Заказ 640.

9 785001 714064