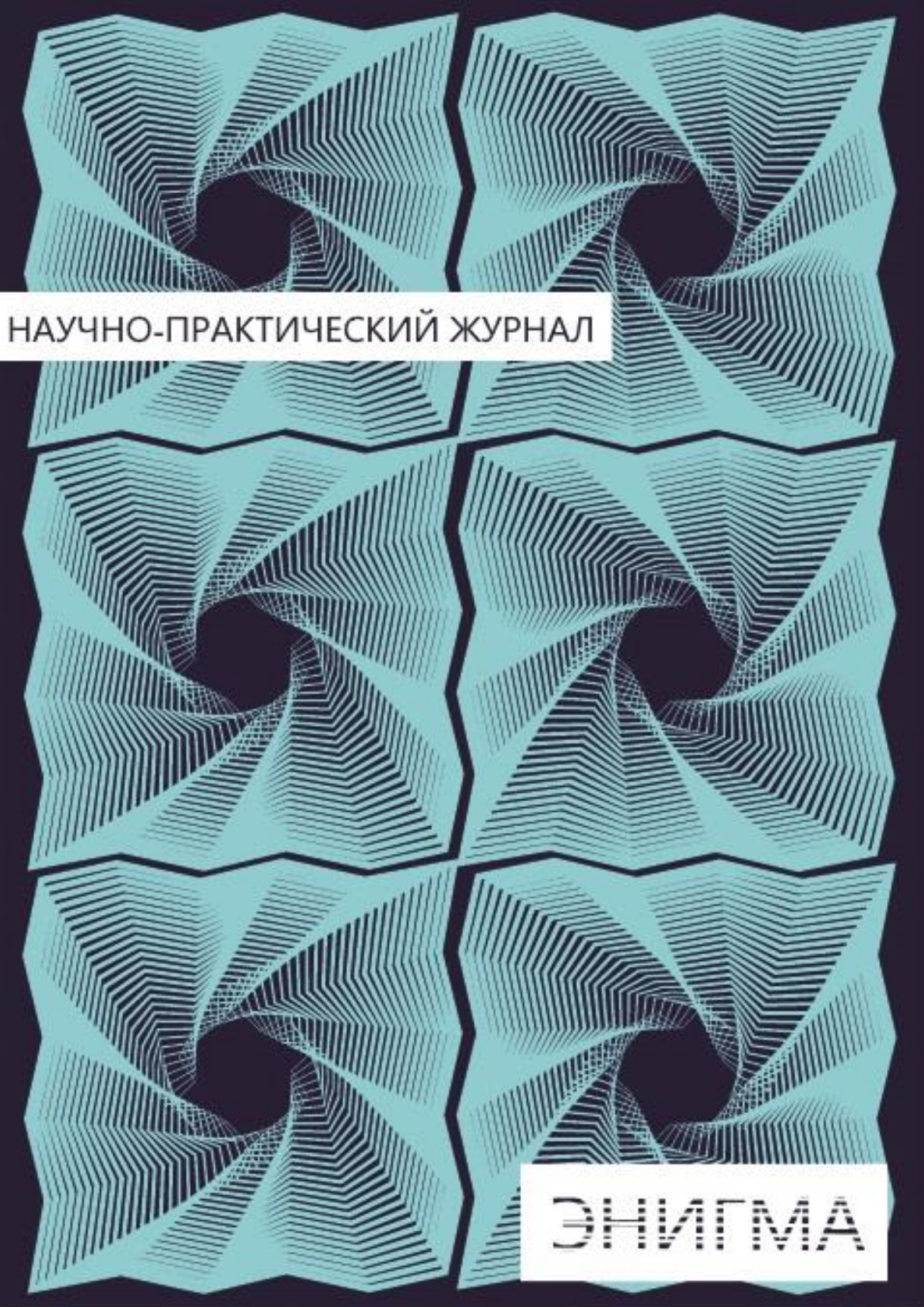




НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ЭНИГМА

Научно-практический журнал «Энигма» Выпуск №27 часть 2 (Ноябрь 2020).

**Scientific and practical journal «Enigma-science» Issue № 27 part 2
(November 2020).**

Главный редактор: Шелистов Н.А.

Редакция «Энигма»

Editor-in-chief: Shelistov N.A.

The editors of «Enigma-science»

В журнале «Энигма» представлены научные труды научных деятелей российских вузов, исследователей ближнего и дальнего зарубежья, целью которых является обогащение научных кадров и доведение до них актуальных проблем современной науки, стимулирование дальнейших исследований.

Издание «Энигма» — это международный электронный научный журнал, предоставляющий возможность исследователям опубликовать результаты собственной научной и прикладной деятельности.

The journal "Enigma" presents scientific works of scientists from Russian universities, researchers from near and far abroad, the purpose of which is to enrich the scientific staff and bring them to the actual problems of modern science, to stimulate further research.

Enigma is an international electronic scientific journal that allows researchers to publish the results of their own scientific and applied activities.

Полное или частичное воспроизведение или ксерокопирование, какими бы ни были материалы, опубликованные в этом журнале, разрешается только с письменного **разрешения издателя.**

Full or partial reproduction or copying of any material published in this journal is permitted only with the written **permission of the publisher.**

Электронный адрес научного журнала: <https://enigma-sci.ru>

E-mail address of the scientific journal: <https://enigma-sci.ru>

E-mail: enigmasci@list.ru



Оглавление	2
ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ	5
<i>Амирзянов Р.М.</i> ОСОБЫЕ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ОБЪЕКТОВ БС	5
<i>Амирзянов Р.М.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ОБЪЕКТОВ БС	10
<i>Амирзянов Р.М.</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ОБЪЕКТОВ БС	13
<i>Амирзянов Р.М.</i> АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
<i>Бацук К.Н.</i> ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСАХ ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	26
<i>Бацук К.Н.</i> АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	32
<i>Бацук К.Н.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ НА ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	36
<i>Бацук К.Н.</i> ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ПРОВОДИМЫХ НА ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА	43
<i>Гиренко В.А.</i> АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	50
<i>Гиренко В.А.</i> АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ УРЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	55
<i>Гиренко В.А.</i> АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	60
<i>Гиренко В.А.</i> АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОПЗ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	65
<i>Заитханов И.Э.</i> МИРОВОЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	73
<i>Заитханов И.Э.</i> СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК МЕТОДА НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	79
<i>Заитханов И.Э.</i> ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	84
<i>Заитханов И.Э.</i> АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО КЕЧИМОВСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ	91
<i>Искандаров А.С.</i> ПРИМЕНЕНИЕ ГТМ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ	97
<i>Искандаров А.С.</i> АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ КОЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	102
<i>Искандаров А.С.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА КОЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	108

Искандаров А.С. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА КОЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	114
Корнилов А.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БС10 ₂₋₃ НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	120
Корнилов А.А. АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ГТМ ПРОВОДИМЫХ НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	127
Полотов М.А. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	132
Полотов М.А. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	139
Полотов М.А. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	144
Полотов М.А. МОДИФИЦИРОВАННЫЕ СПОСОБЫ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	150
Пуртова Н.О. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	158
Пуртова Н.О. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	165
Руснак О.С. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	172
Руснак О.С. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЦЕЛОМ	178
Руснак О.С. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕННЫХ ГТМ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	184
Руснак О.С. ПРИМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	189
Мамедов Д.О. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	197
Мамедов Д.О. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И НАСЫЩАЮЩИХ ФЛЮИДОВ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	204
Мамедов Д.О. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	210
Мамедов Д.О. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	215
Мелещенко А.С. ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	220
Мелещенко А.С. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ГТМ НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	225
Мелещенко А.С. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКОГО И ХИМИЧЕСКОГО МЕТОДОВ ПНП НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	229
Мелещенко А.С. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	236

ОСОБЫЕ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ОБЪЕКТОВ БС

Аннотация. В данной статье рассмотрены особые повышения выработки запасов Муравленковского месторождения группы объектов БС.

Ключевые слова: Муравленковское месторождение, БС, нефтеотдача.

Annotation. This article discusses the specific increases in the production of reserves of the Muravlenkovsky field of the BS group of objects.

Key words: Muravlenkovskoye field, BS, oil recovery.

С целью достижения более высоких показателей используются вторичные и третичные методы добычи нефти, или, как их еще называют, методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или по прошествии короткого промежутка времени, в то время как третичные методы обычно начинают использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта. Использование вторичных и третичных методов добычи преследует достижение следующих целей:

- поддержания пластового давления. При закачке в пласт достаточных объемов воды или газа пластовое давление может поддерживаться на уровне, необходимом для достижения высоких показателей разработки (например, на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом);

- более высокой степени вытеснения нефти. Некоторые из агентов, подаваемых в пласт (растворители, ПАВ и др.), приводят к уменьшению остаточной нефтенасыщенности и способствуют тем самым повышению степени вытеснения нефти;

- увеличения степени охвата пласта процессом вытеснения нефти. Такие технологии, как, например, закачка полимерного раствора, попеременная закачка воды и газа, закачка пен, подача в пласт тепла (закачка горячей воды или пара) или же внутрипластовая генерация тепла (внутрипластовое горение) имеют своей целью улучшение соотношения

подвижности фильтрующихся в пласте нефти и воды или же нефти и газа* и, как следствие, увеличение охвата пласта процессом вытеснения.

Традиционно используемые методы добычи обычно позволяют добыть не более 45% от первоначальных запасов нефти в пласте. Таким образом, большая часть запасов оказывается не извлеченной. Величина не извлеченных запасов зависит от сложности геологического строения месторождения, его местоположения, стратегии его разработки и используемых методов добычи и в значительной степени определяется экономикой или уровнем рентабельности добычи.

Целью применения методов увеличения нефтеотдачи является, вообще говоря, увеличение объема извлекаемых запасов, которые могут быть экономически выгодно добыты по сравнению с традиционными методами за счет увеличения охвата пласта процессом вытеснения нефти и/или за счет повышения степени вытеснения нефти из пласта.

Существуют различные классификации и многочисленные определения технологий и методов добычи. Это в особенности справедливо для методов увеличения нефтеотдачи.

Термин МУН используется в отношении технологий добычи, позволяющих повысить извлекаемые запасы по сравнению с традиционно используемыми на данный момент времени технологиями нефтеизвлечения.

Характерными чертами МУН являются закачка в пласт агентов, отличных от традиционно используемых воды и углеводородного газа, и необходимость проведения опытно-промышленных работ.

Методы увеличения нефтеотдачи включают (но не ограничиваются) следующие технологии нефтеизвлечения:

- попеременную или чередующуюся закачку воды и газа;
- физико-химические МУН (закачка полимеров, поверхностно-активных веществ, гелей, пен и т.п.);
- закачку газов, отличных от углеводородных (например, углекислого газа, азота, дымовых газов и т.п.);
- микробиологические методы увеличения нефтеотдачи;
- термические методы увеличения нефтеотдачи.

В течение двух последних десятилетий в дополнение к термину МУН стал использоваться еще один термин, переводимый как методы усовершенствованной нефтеотдачи, объединяющий собой все известные методы и технологии более эффективного нефтеизвлечения. Термин методы усовершенствованной нефтеотдачи

включает в себя все методы, в результате применения которых может быть достигнута более высокая нефтеотдача по сравнению с ожидаемой в определенный момент времени от использования традиционных технологий нефтеизвлечения

Например, более высокая нефтеотдача может быть достигнута как за счет сочетания традиционных технологий добычи, более качественного управления и контроля за разработкой залежи и снижения расходов, так и за счет использования методов увеличения нефтеотдачи.

Обычно используемые методы усовершенствованной нефтеотдачи включают в себя, но не ограничиваются следующими технологиями:

- закачка воды или газа;
- дополнительное разбуривание залежи;
- бурение горизонтальных скважин для добычи нефти из тонких пропластков или же «карманов» пласта с неизвлеченной нефтью;
- бурение скважин большой протяженности для добычи нефти из удаленных частей пласта (эта технология обычно используется при разработке шельфовых месторождений или в условиях, при которых обустройство новой буровой площадки сопряжено с неоправданно большими затратами времени и средств);
- усовершенствование системы сбора и подготовки нефти, воды и газа;
- снижение устьевого давления в добывающих скважинах;
- использование лучшей стратегии заканчивания скважин.

Как следует из определения МУН, объектами применения методов увеличения нефтеотдачи являются запасы нефти, остающиеся в пласте после применения первичных и вторичных методов добычи; так называемые трудно извлекаемые запасы нефти (тяжелая и вязкая нефть, пласты с низкой проницаемостью, залежи со сложным геологическим строением и т.д.).

В обоих случаях объектами применения МУН являются запасы нефти, которые могут быть извлечены экономически выгодно. Это означает, что объем нефти, добытой с помощью МУН, зависит от определенных условий, таких как экономические условия, политическая ситуация, уровень технологии и т.п., и не представляет собой неизменную величину, как, например, начальные геологические запасы нефти.

Очевидно, что наилучшим вариантом разработки нефтяного месторождения является вариант, позволяющий отобрать максимальный объем нефти из пласта минимальным числом скважин за кратчайший период времени. Кажущаяся на вид простой, задача оптимального расположения скважин по площади залежи, обеспечивающего наилучшие показатели разработки, является одной из наиболее сложных.

Решение задачи осложняется еще и тем, что оптимальное число скважин, их взаимное расположение и характер закачивания будут, вообще говоря, разными в зависимости от:

- типа залежи (нефтяная, газовая, нефтяная с газовой шапкой и т.д.);
- запасов нефти и газа в пласте;
- свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газа;
- местоположения залежи (суша, шельф, глубоководный шельф);
- политической и экономической ситуации.

Решение указанной задачи зависит как от общего числа скважин, их типа (добывающая, нагнетательная, наблюдательная и т.п.) и взаимного расположения на площади, так и от применяемого метода нефтедобычи

Методы разработки нефтяных месторождений принято делить на традиционные (естественные режимы, заводнение, искусственное поддержание пластового давления закачкой воды или газа) и методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые в разное время называли новыми методами или третичными.

Названная группа методов, входящая в традиционные, не отражает сущность всех методов. Так тепловые виды воздействия на пласт трудно назвать новыми, их использовали еще с 30-х годов, как и традиционное заводнение. В том случае, когда тепловой метод реализуется на объектах, нефть которых по причине сверхвысокой вязкости не может быть извлечена другими способами разработки, он не является методом увеличения нефтеотдачи, а единственно возможным способом извлечения нефти.

Нетрадиционные методы разработки нефтяных месторождений, называются в дальнейшем методами увеличения нефтеотдачи пластов, делят в зависимости от того, каким образом достигаются эффекты обеспечивающие улучшение условий вытеснения нефти на четыре группы:

- физико-химические;
- газовые;
- тепловые;
- другие, основанные на использовании неординарных технических явлениях и сложных рабочих агентов.

К физико-химическим видам воздействия относят заводнение с применением мицеллярных, щелочных и полимерных растворов, растворов ПАВ, серной и соляной кислот, а также других реагентов. В этой группе, в настоящий момент, можно выделить метод системной обработки призабойных зон. В зарубежной практике в физико-

химическим видам воздействия выделяют первые три группы – полимерное, щелочное и мицеллярное заводнение.

Газовые методы включают использование диоксида углерода и углеводородных газов, азота и дымовых газов. Среди тепловых или термических методов разработки различают закачку пара (непрерывную в виде оторочек и для обработок призабойных зон), внутрискластовое горение, нагнетание горячей воды.

Другие методы пока не получили широкого распространения, однако интенсивно изучаются и исследуются в промысловых условиях. К ним относятся микробиологические, волновые, электромагнитное воздействие, ядерные взрывы.

Методы увеличения нефтеотдачи основаны на следующих изменениях характеристик и условий нахождения нефти в пласте.

- снижение межфазного натяжения на границе нефть – вытесняющий
- снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента);
- перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газ с целью консолидации запасов нефти.

Степень проявления этих эффектов, т.е. эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов, определяется прежде всего геолого-физическими условиями их применения.

Список использованной литературы

1. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПб-Тюмень, 2012 г.
2. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2014г.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 2009.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М.: Недра, 2011. – 386 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ОБЪЕКТОВ БС

Аннотация. Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или по прошествии короткого промежутка времени, в то время как третичные методы обычно начинают использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта.

Ключевые слова: МУН, ПАВ, Муравленковское месторождение.

Annotation. As a rule, MUN is based on the injection of working agents into the reservoir, which can serve as water with additives of various active substances, such as water thickeners (polymers), surfactants (surfactants), as well as air, hydrocarbon solvents, reservoir gas and other agents. The difference between secondary and tertiary methods is in the time of their use: secondary methods begin to be used from the very beginning of development or after a short period of time, while tertiary methods usually begin to be used when a significant part of the oil reserves has already been extracted.

Key words: MUN, surfactant, Muravlenkovskoye field.

Муравленковское месторождение эксплуатируется с 1982 г. В данной главе рассмотрены ГТМ, проведенные на месторождении за период 2006-2010 гг.

Для повышения и восстановления продуктивности скважин на месторождении проводился разнообразный комплекс ГТМ на добывающем и нагнетательном фонде скважин. Эти методы включают в себя различные виды физико-химических обработок призабойной зоны пласта (ОПЗ), гидроразрыв пласта (ГРП), перфорационные работы, переводы скважин на другой горизонт, выравнивание профилей приемистости с использованием различных составов, осуществлялась программа нестационарного заводнения.

Всего за период 2011-2015 гг. проведено 1919 геолого-технических мероприятий. Доля дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ составляет 12 % общей добычи по месторождению или 527,5 тыс. тонн нефти из 4462,6 тыс. тонн нефти, добытой в целом

по месторождению за данный период. Соотношение дополнительной от мероприятий нефти к общему объему добытой на месторождении нефти за период 2011-15гг приведено на рис. 1.1.

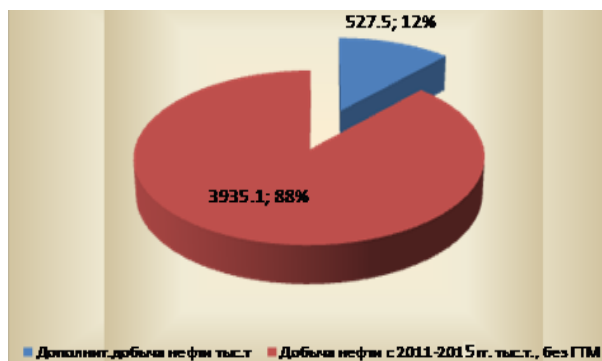


Рисунок 1.1 - Процентное соотношение дополнительной добычи от проведения ГТМ в общем объеме добычи нефти за 2011-2015 гг.

Анализ эффективности проведения ГРП

Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин. Всего за период с 2006 по 2010 гг. на Муравленковском месторождении было выполнено 26 ГРП.

Анализ результатов эксплуатации горизонтальных скважин

Эффективность использования горизонтальных скважин связана как с особенностями геологического строения месторождений, так и траекторией проводки стволов ГС в пределах продуктивного пласта. При проектировании и проводке стволов ГС проводится тщательный анализ геолого-промысловых данных и системы поддержания пластового давления участка, а также обязательное проведение полномасштабных гидродинамических и геофизических исследований.

Горизонтальные скважины в конце имеют обсадку нецементированным перфорированным хвостовиком в горизонтальной части скважины. При этом нет необходимости вскрывать пласт, не происходит загрязнение призабойной зоны при цементировании.

Всего на месторождение пробурено 3 горизонтальных скважины на объект БС11.

В 2003 году в работу введены две горизонтальные скважины (№№ 9003Г, 9004Г). Скважины расположены в западной части месторождения, что проиллюстрировано на фрагменте карты эффективных толщин. Длины горизонтальных стволов составляют 766 м и 1586 м соответственно.

Анализ эффективности обработок призабойной зоны пласта

За анализируемый период 2011-2015 гг. проведена 471 обработка призабойной зоны пластов. Суммарная дополнительная добыча от всех обработок 149,1 тыс.т. На

добывающем фонде за анализируемый период проведено всего 13 обработок, в том числе 12 на объект БС11 и одна на БС101, дополнительная добыча нефти не получена.

В нагнетательных скважинах для поддержания приемистости скважин проведено существенно большее количество мероприятий - 458 операции. Основная доля (84 %) обработок проведена на фонде нагнетательных скважин объекта БС11 - 384 операций, на БС101 - 11,5 % (53 операции), на БС102 - 5 % (21 операция).

В последние годы в нагнетательных скважинах проводились только кислотные обработки. Обработки ПАВ, химреагентами, комбинированные и комплексные ОПЗ проводились только до 2005 г.

Основным видом ОПЗ нагнетательных скважин объекта БС11 на сегодня являются кислотные обработки СКО и ГКО в силу их малозатратности и технологичности.

В период 2011-2015 гг. следует отметить интенсивную работу с нагнетательным фондом: ежегодно обрабатывалось до 41 % (2013 г.) всех нагнетательных скважин. В среднем каждая нагнетательная скважина в период с 2011 по 2015 гг. включительно обрабатывалась от 2-х до 6 раз. Значительных отличий от применения солянокислотных и глинокислотных обработок нет. В целом от применения химических методов стимуляции получена успешность в пределах 0-100 %, что характеризует имеющиеся проблемы с правильным подбором скважин и составов для проведения обработок пласта.

Максимальное количество ОПЗ приходится на 2013 год - 141 обработка, но наибольшая эффективность приходится на 2011 год - 49 тыс.т.

Нестационарное заводнение

За период с 2011 по 2015 гг. проведено 524 мероприятия, за счет чего дополнительно добыто 135.5 тыс. т нефти, это 3 % от всей добычи нефти по месторождению за этот период. Успешность мероприятий – 98 %.

Все мероприятия приходятся на объект БС11, средний прирост дебита составляет 2.4 т/сут. Наибольший удельный эффект от мероприятия получен в 2011 году - 623,6 т. на 1 обработку, в среднем удельная эффективность – 258.6 т. на 1 обработку.

Вывод:

Применение в процессе разработки объекта БС11 нестационарного заводнения, включающего в себя как один из элементов циклическую закачку воды в пласт, является перспективным методом повышения нефтеотдачи обводненных пластов.

Физико-химическое воздействие потокоотклоняющими технологиями (ВПП)

По состоянию на 01.01.2016 года выполнено 113 обработок нагнетательных скважин, в том числе на объекте БС11 106 обр., на объекте БС1017 обр.

Успешность обработок - 73.6 %. Накопленная дополнительная добыча нефти составила 77 тыс. т нефти, что составило 2 % от добычи нефти по месторождению за период действия ГТМ, удельная дополнительная добыча 987 тонн на одну обработку. Средний объем закачки хим. составов-705 м3.

Список использованной литературы

1. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012 г.
2. «Проект разработки Муравленковского нефтяного месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2014г.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 2009.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М.: Недра, 2011. – 386 с.

УДК 622

Амирзянов Р.М.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ОБЪЕКТОВ БС

Аннотация. В данной статье рассмотрено повышение эффективности выработки запасов Муравленковского месторождения группы объектов БС.

Ключевые слова: Муравленковское месторождение, нефтеотдача, БС.

Annotation. In this article, we consider improving the efficiency of the development of reserves of the Muravlenkovsky field of the BS group of objects.

Key words: Muravlenkovskoye field, oil recovery, BS.

Муравленковское месторождение в настоящее время находится на поздней стадии разработки, характеризующейся падающей добычей и высоким обводнением продукции (более 95%), поэтому имеется возможность оценить извлекаемые запасы нефти методом обобщенных характеристик вытеснения. Оценка подвижных запасов нефти пластов по данному методу позволяет уточнить величину коэффициентов, входящих в формулу

нефтеотдачи, дает представление о величине остаточных запасов в пределах разрабатываемых залежей. Как известно, характеристика вытеснения интегрально отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения залежей. Преобразование технологических показателей разработки в виде характеристик вытеснения и подбор по ним соответствующих эмпирических зависимостей позволяет спрогнозировать возможные объемы нефтеизвлечения при сложившейся системе разработки. Методика основана на определении параметров характеристик вытеснения, наилучшим образом аппроксимирующих фактические данные истории добычи нефти.

Далее приведен анализ состояния выработки запасов на 01.01.2016 года по объектам Муравленковского месторождения, дана оценка конечного объема добычи нефти, который возможно извлечь при условии дальнейшей эксплуатации объектов при сложившейся системе разработки без ее изменения.

Объект БС₁₁

Залежь пласта БС₁₁ пластово-сводовая, общей площадью нефтеносности 267764 тыс.м², средняя нефтенасыщенная толщина составляет 13,4 м. Геологические запасы нефти оценены в объеме 273684 тыс.т, извлекаемые – 97432 тыс.т, утвержденный КИН в целом по объекту БС₁₁ составляет 0,356.

Пласт БС₁₁ находится в разработке с 1981 года. Характеризуется высокой степенью выработки запасов, отбор от НИЗ составляет 86,5% при среднегодовой обводненности продукции действующего фонда скважин 95,6%. За 2010 год по объекту отобрано 463,4 тыс. т нефти, темп отбора от НИЗ составляет 0,5%, от ТИЗ – 3,5%. Всего по объекту добыто 84 268,4 тыс.т нефти, текущий КИН в целом по объекту составляет 0,308.

За период разработки пласта в эксплуатации пребывало 1522 скважин, фактическая плотность сетки в разбуренной части залежи составляет 17,6 га/скв. На объекте бурением слабо охвачены краевые зоны залежи. Действующий фонд добывающих скважин на конец 2010 г. составляет 278 скв. Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин - 1,5:1.

В соответствии с приведенными данными видно, что отбор запасов по залежи в целом происходит неравномерно, в разработку вовлечены не все извлекаемые запасы. На рисунке 1.10 видно, что в период с 1988 по 1993 г.г. извлечение запасов происходило достаточно высокими темпами (более 5% в год).

В это время залежь активно разбуривалась, начала формироваться система ППД, в процесс дренирования подключались новые запасы, темпы обводнения были невысокими. В этот период был достигнут максимум годовой добычи нефти. К 1996 году, когда отмечается максимум по действующему добывающему фонду, обводненность продукции

скважин составляла 50%, начался рост темпов обводнения. Отбор от НИЗ в этом году составил 60% при текущей обводненности 50%.

Судя по этим данным, можно предположить, что при учете объемов добываемой продукции, вероятно, в добычу объекта была включена часть добычи с других пластов. Этот факт нужно иметь в виду при дальнейшей оценке потенциально извлекаемых запасов пласта.

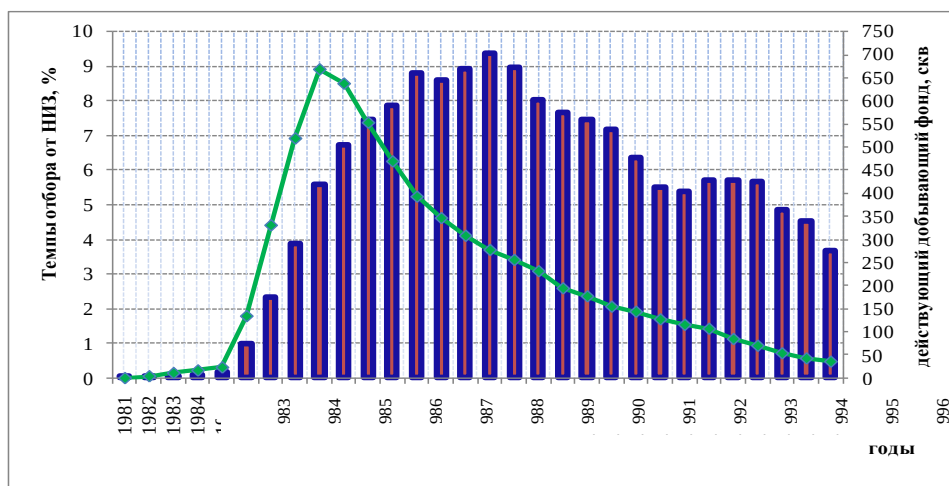


Рисунок 1.1 - Динамика показателей разработки объекта БС₁₁

В настоящее время (после 2002 г) на объекте сложилась неблагоприятная динамика нефтеизвлечения, связанная с опережающим обводнением скважин и выбытием их из эксплуатации. На представленном графике красным цветом отмечена точка достижения полного отбора утвержденных извлекаемых запасов объекта. Как видно, при существующей динамике добычи это значение не может быть достигнуто.

Так как на большей части площади объекта уже создана достаточно плотная сетка скважин, следует предположить, что полное извлечение запасов будет связано с вовлечением в разработку запасов краевых и застойных зон. Процесс этот с большой долей вероятности может оказаться экономически нерентабельным.

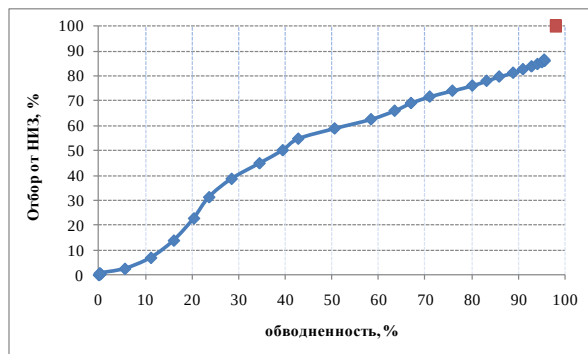


Рисунок 1.2 - Зависимость отбора от НИЗ и обводненности. Объект БС₁₁

Для более детальной оценки выработки запасов объекта анализ выполнен по 15 блокам, на которые разделена площадь залежи. В качестве границ блоков приняты

разрезающие ряды нагнетательных скважин. Показатели выработки блоков приведены в таблице 1.1. Каждый блок представляет собой практически замкнутую систему, имеющую свои особенности. Как показывает практика эксплуатации месторождения, процесс выработки в различных блоках происходит по-разному, поэтому целесообразно провести анализ выработки запасов каждого отдельного блока.

Сложное геологическое строение объекта изначально обуславливает неравномерность выработки запасов, как по площади, так и по разрезу. Кроме того, неравномерность связана и с реализованной системой разработки.

Влияние системы разработки определяется разновременностью освоения отдельных участков пласта, различной плотностью сформированных сеток скважин, а также различной интенсивностью освоенной системы ППД. В связи с этими различиями весьма неравномерна и текущая степень выработки запасов по участкам.

Таблица 3.4 - Оценка выработки утвержденных извлекаемых запасов нефти по блокам объекта БС₁₁

№ блока	Год начала разработки	НГЗ, тыс.т	% от общих НГЗ	НИЗ, тыс.т	накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН тек	отбор от НИЗ, %	обводненность текущая, %	ИЗ, вовлеченные в разработку, тыс.т	КИН расч	Квыт	Кохв расч	ПСС, га/скв	накопленный отбор на 1 скв
1	1992	5437	2.0	1840	771	0.142	41.9	90.4	972	0.179	0.413	0.433	56.6	51
2	1990	8860	3.2	3022	2754	0.311	91.1	94.0	3082	0.348	0.416	0.836	16.9	45
3	1981	10999	4.0	3584	3471	0.316	96.8	94.4	3927	0.357	0.397	0.899	21.4	44
4	1987	17109	6.3	5431	4571	0.267	84.2	93.4	5366	0.314	0.387	0.810	16.5	32
5	1986	18548	6.8	6078	5456	0.294	89.8	92.7	6338	0.342	0.400	0.855	16.6	41
6	1986	19352	7.1	6600	6015	0.311	91.1	94.3	6890	0.356	0.416	0.856	16.0	44
7	1984	24558	9.0	8460	8040	0.327	95.0	92.3	9377	0.382	0.420	0.909	15.8	53
8	1982	26407	9.6	9553	7976	0.302	83.5	96.1	9212	0.349	0.441	0.791	16.6	56
9	1985	25992	9.5	9820	9220	0.355	93.9	96.3	10276	0.395	0.461	0.858	15.3	62
10	1985	29211	10.7	11165	10896	0.373	97.6	96.6	11392	0.390	0.466	0.837	14.4	67
11	1987	29749	10.9	11413	11206	0.377	98.2	97.1	11899	0.400	0.468	0.855	15.9	78
12	1987	24946	9.1	9283	7962	0.319	85.8	98.1	7962	0.319	0.456	0.700	16.5	66
13	1989	17653	6.5	6322	4703	0.266	74.4	98.2	4703	0.266	0.440	0.605	20.2	60
14	1990	11877	4.3	3967	1222	0.103	30.8	97.4	1369	0.115	0.407	0.283	29.4	30
15		2987	1.1	894	5	0.002	0.6		5	0.002	0.376	0.005		3
БС ₁₁	1981	273684	100	97432	84265	0.308	86.5	95.6	92772	0.339	0.438	0.774	17.6	55

Так, по трем блокам (отмечено цветом) на текущий момент уже достигнуто значение нефтеотдачи, равное или превышающее утвержденное (0,356). При принятом значении коэффициента вытеснения в этих блоках процессом извлечения охвачено более 80% запасов. В то же время есть блоки, в которых, несмотря на высокую обводненность продукции (более 90%), процесс выработки происходит слабо.

Оценка извлекаемых запасов методом характеристик вытеснения показывает, что при сложившейся на дату анализа (01.01.2016 г.) системе разработки по большей части блоков возможно достижение высоких коэффициентов охвата - более 0,8 (выделено синим шрифтом). Суммарный объем активно извлекаемых запасов данных блоков составляет 70%

от всего утвержденного объема. Таким образом, большая часть всего объема запасов пласта в настоящее время активно вовлечена в разработку. Остальные запасы охвачены выработкой в меньшей степени.

Объект БС₁₀¹

Залежь БС₁₀¹ пластово-сводовая, общая площадь нефтеносности составляет 119453 тыс.м², средняя нефтенасыщенная толщина – 6,3 м. Пласт весьма неоднороден по геологическим характеристикам, с юга на север происходит увеличение нефтенасыщенных толщин, улучшение ФЕС. Этим обусловлены динамика освоения залежи и значительное расхождение показателей выработки запасов по площади.

Пласт разрабатывается с 1982 года. Геологические запасы нефти в целом по пласту утверждены в объеме 50834 тыс.т, извлекаемые – 16267 тыс.т. Утвержденный КИН в целом по объекту БС₁₀¹ составляет 0,320.

За весь период разработки пласта в работе пребывало 311 скважин. Плотность сетки скважин с учетом всей площади залежи составляет 35 га/скв, соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин - 2,7:1. Накопленная добыча нефти на 1 скважину в среднем составляет 25 тыс.т/скв.

Как видно, существующая динамика этих показателей весьма неблагоприятна и не в состоянии обеспечить достижение утвержденного объема нефтеизвлечения. На рисунке 3.13 видно, что в период с 1987 по 1990 гг. извлечение запасов происходило достаточно высокими темпами. В это время на объекте активно вводится фонд, формируется система ППД.



Рисунок 1.3 - Зависимость отбора от НИЗ и обводненности по объекту БС₁₀¹

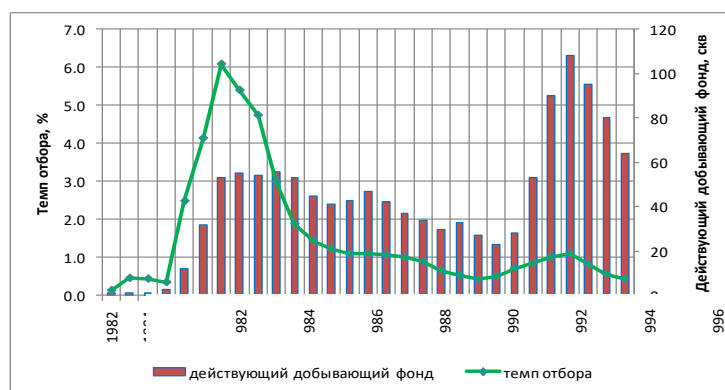


Рисунок 1.4 - Динамика показателей разработки по объекту БС₁₀¹

В этот же период происходит резкое увеличение обводненности скважин, что связано с вводом в разработку наиболее продуктивных частей залежи (блоки 6-7), в том числе их водонефтяных зон. В дальнейшем ни отключение скважин, ни ввод новых не смогли преломить динамику опережающего обводнения. Вероятно, большую роль в этом процессе играет не столько выработка запасов, сколько наличие совместного фонда, доля которого составляет 63%. Предполагается, что распределение добычи по пластам в совместных скважинах происходит не вполне корректно. Кроме того, часть фонда вводилась на объект после отработки на нижележащих пластах. В случаях некачественной изоляции это также могло являться причиной высокой обводненности скважин. Таким образом, предполагается, что основная причина высокой обводненности заключается в техногенном факторе и не связана с выработкой запасов.

Разрезающими рядами нагнетательных скважин объект БС₁₀¹ разбит на 8 блоков. Показатели выработки запасов по блокам приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Оценка выработки утвержденных извлекаемых запасов нефти по блокам объекта БС₁₀¹

№ блока	Год начала разработки	НГЗ, тыс.т	% от общих НГЗ	НИЗ, тыс.т	накопленная добыча нефти, тыс.т	КИН тек	отбор от НИЗ, %	обводненность текущая, %	ИЗ, вовлеченные в разработку, тыс.т	КИН расч	Квыт	Кохв расч	ПСС, га/скв	накопленный отбор на 1 скв
0	2011	1789	3.5	572	123	0.069	21.5	90.4	162	0.091	0.21	0.433	63.7	5
1	2011	1688	3.3	540	212	0.126	39.3	76.2	347	0.206	0.31	0.674	37.3	9
2	1986	2317	4.6	741	147	0.063	19.8	90.5	346	0.149	0.35	0.429	34.6	4
3	1985	4068	8.0	1302	538	0.132	41.4	95.5	640	0.157	0.40	0.391	49.0	21
4	1985	10062	19.8	3220	1022	0.102	31.7	94.4	1195	0.119	0.44	0.272	25.2	18
5	1982	12055	23.7	3858	1914	0.159	49.6	97.2	2103	0.174	0.45	0.390	27.7	38
6	1987	11334	22.3	3627	2722	0.240	75.1	96.7	3096	0.273	0.47	0.577	26.2	53
7	1987	7522	14.8	2407	561	0.075	23.3	97.2	770	0.102	0.47	0.217	34.1	22
БС₁₀¹	1982	50834	100.0	16267	7240	0.142	44.5	93.4	8658	0.170	0.44	0.384	35.0	25

Суммарно по объекту извлекаемые запасы, вовлеченные в разработку при существующей системе, оценены в объеме 8658 тыс.т, что составляет только 53% от утвержденной величины. При продолжении эксплуатации залежи без изменения

сложившейся тенденции возможно достижение конечной нефтеотдачи 0,170, что значительно ниже балансового значения. При этом коэффициент охвата составляет 0,384.

В целом по объекту увеличение нефтеотдачи связывается с бурением нового самостоятельного фонда, формированием системы ППД, применением технологий повышения нефтеотдачи.

Выводы и рекомендации

За период 2011-2015 гг. коэффициент охвата эксплуатационного фонда ПГИ составляет 61 %, за все время разработки – 78 %.

За анализируемый период 50 % ПГИ направлены на решение первоочередных задач: определение профиля приемистости (29 %) и притока (21 %); кроме того, в скважинах проводились ПГИ по определению технического состояния (24 %) и оценке дебита при вызове притока по технологиям КВУ (26 %).

Результаты ПГИ скважин позволили оценить динамику работы пластов, выявить нарушения в работе, связанные с межпластовыми и внутрипластовыми перетоками (подтягиваниями), выявить случаи негерметичности конструкции скважин, уточнить работающие толщины перфорированных пластов.

Список использованной литературы

1. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПб-Тюмень, 2012 г.
2. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2014г.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 2009.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М.: Недра, 2011. – 386 с.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Для повышения и восстановления продуктивности скважин на месторождении применялся разнообразный комплекс ГТМ на добывающем и нагнетательном фонде скважин. Эти методы включают в себе разные виды физико-химических обработок призабойной зоны пласта (ОПЗ), гидроразрыв пласта (ГРП), перфорационные работы, переводы скважин на другой горизонт, выравнивание профилей приемистости с применением разных составов, использовалась программа нестационарного заводнения.

Ключевые слова: ГТМ, ОПЗ, КРС, ТМ.

Annotation. To increase and restore the productivity of wells in the field, a diverse set of GTM was used on the production and injection well stock. These methods include different types of physical and chemical treatments of the bottom-hole zone of the formation (OPZ), hydraulic fracturing (frac), perforation work, transfer of wells to another horizon, alignment of pickup profiles using different compositions, and a non-stationary flooding program was used.

Keywords: GTM, OPZ, cattle, TM.

За отрезок времени 2011-2015 гг. проведено 1919 геолого-технических мероприятий. Доля дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ составляет 12 % общей добычи по месторождению или 527,5 тыс. тонн нефти из 4462,6 тыс. тонн нефти, добытой в целом по месторождению за данный период.

На рисунке 1.1 показано распределение ГТМ по видам и накопленной добычи нефти от различных видов ГТМ по месторождению. Основной прирост добычи нефти получен от гидродинамических методов (34%) и кислотных обработок (28%) призабойной зоны. Далее идут методы, такие как: перфорационные -13%, технические (ТМ и КРС) - 12 %, физические (ГРП) - 8% и химические -5%. Средний прирост дебита нефти по видам мероприятий варьирует от 2,9 до 8.6 т/сут. и составляет 4,9 т/сут. на одну скважино-

операцию, что говорит о невысокой эффективности ряда геолого-технических мероприятий. На рисунке 1.3 отображено приращение дебитов по видам ГТМ. Наибольший средний прирост дебитов 8.6 т/сут. получен от физических методов (ГРП). Коэффициент успешности максимальный также у физических методов - 100 %, наименьший - 92 % у ТМ и КРС (рисунок 1.2).

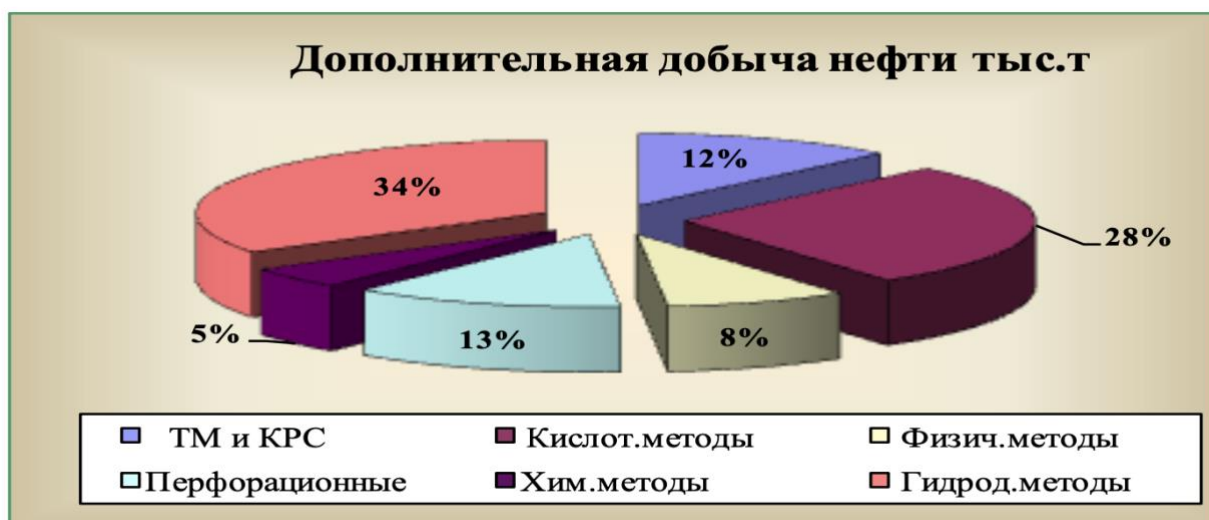


Рисунок 1.1 - Распределение ГТМ по видам и накопленной добычи нефти от различных видов ГТМ по месторождению

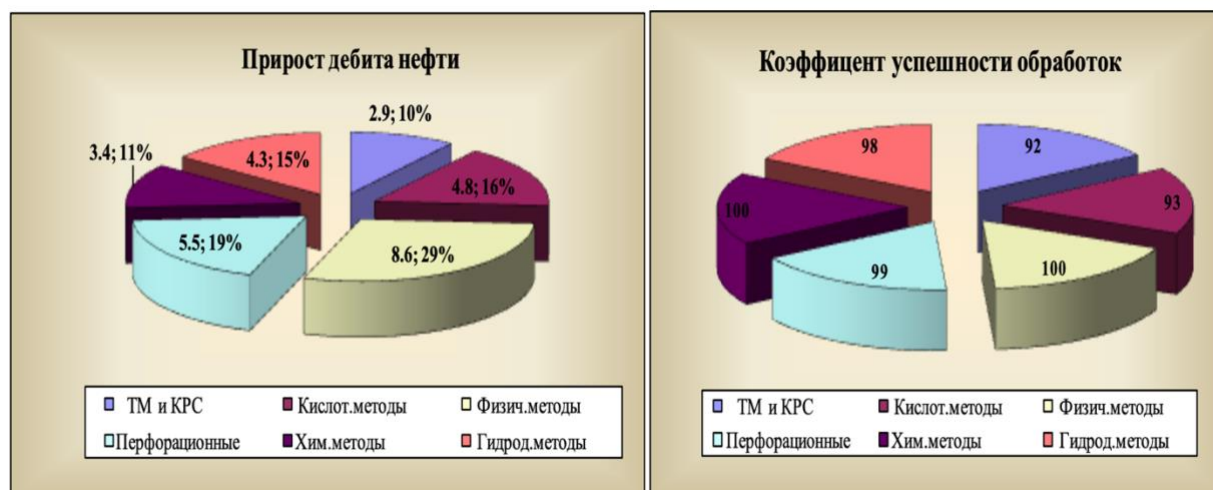


Рисунок 1.2- Приращение дебитов и распределение успешности по видам ГТМ

При проведении анализа мероприятий оценивались ГТМ, направленные на непосредственное воздействие на ПЗП, и в этом случае работы по оптимизации режима работы скважин, ликвидации аварий и прочих ГТМ, носящих оперативный характер, в данной работе подробно не рассматривались. Определение эффективности геолого-технических мероприятий осложняется тем, что нередко одновременно или последовательно проводятся несколько видов работ, например ОПЗ и изменение режимов эксплуатации скважин, ГРП и оптимизация режимов работы скважин, что не позволяет объективно оценить эффект от того или иного вида мероприятий. На месторождении специальные исследования с целью определения эффективности мероприятий не проводились.

В разработку вовлечены четыре объекта: БС₁₁, БС₁₀¹ (основные), БС₁₀², БС₁₂ (возвратные). Основная доля мероприятий (71 %) приходится на объект БС₁₁. На остальные объекты за период 2011-2015 гг. приходится незначительное количество ГТМ - БС₁₀¹ - 183 (22 %), БС₁₀² - 52 (6 %), БС₁₂ - 2 (0,2 %).

Доля дополнительной добычи нефти от ГТМ в общем объеме добытой нефти по годам представлена в таблице 1.1 и на рисунке 1.3

Таблица 1.1 - Динамика показателей эффективности ГТМ по годам

Год	Кол-во операц.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Удельная эффективность на скв-обработку, тонн	Добыча нефти, тыс. т	% от ГТМ в общей добыче
2011	440	163.8	371	1298	13
2012	526	160.4	306	1116	14
2013	448	75.8	167	849	9

2014	330	88	267	657	13
2015	175	39.6	226	543	7
Всего	1919	527.5	274	4463	12

Для оценки изменения эффективности ГТМ в течение времени на графике (рисунок 1.3) приведены данные по доле дополнительной добычи нефти и эффективности скважино-операций за год в период с 2011 по 2015 гг. Снижение доли дополнительной добычи нефти составило до 7 % в 2015 году.

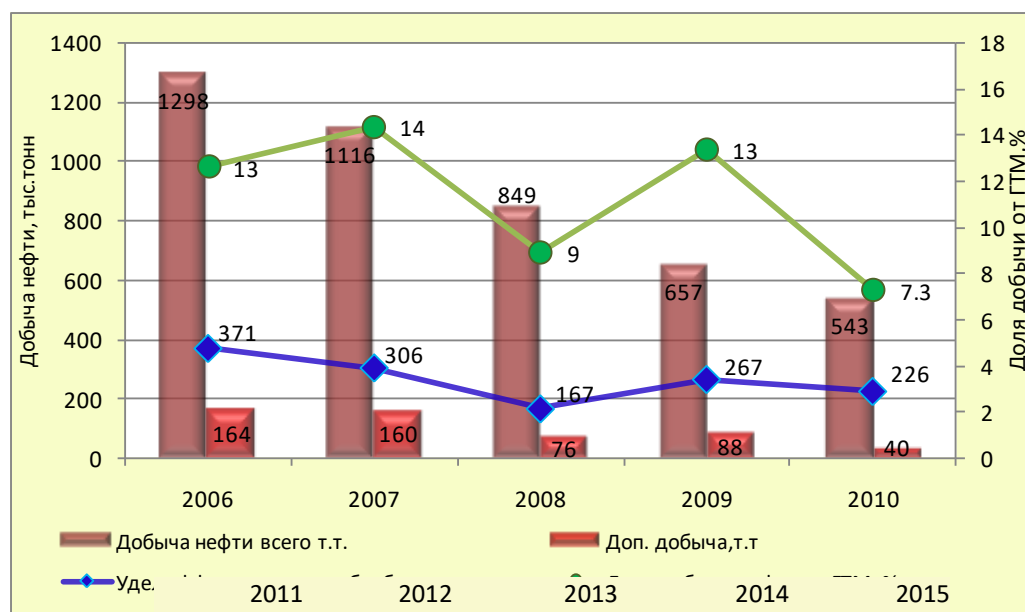


Рисунок 1.3- Доля дополнительной добычи от ГТМ
в общем объеме добытой нефти

Падение дополнительной добычи нефти вызвано снижением количества и эффективности проводимых геолого-технических мероприятий.

Таблица 1.2 - Общее количество мероприятий по методам и их эффективность

№	Виды ГТМ	2011	2012	2013	2014	2015	Σ2011-2015
1	ГРП						
	кол-во меропр.	7	15	2	1	1	26
	доп. добыча, тыс.т.	13.5	26.5	1.2	0.7	1.5	43.3
2	ГС						
	кол-во меропр.	1					1
	доп. добыча, тыс.т.	1.14					1.14
3	Зарезка боковых стволов						
	кол-во меропр.			1			1
	доп. добыча, тыс.т.			3.54			3.5
4	Физико-химические методы ОПЗ						
	кол-во меропр.	92	112	141	81	45	471
	доп. добыча, тыс.т.	48.9	28.5	28.8	32.9	9.9	149.1
5	Химические методы (ВПП)						
	кол-во меропр.	38	40	35	0	0	113
	доп. добыча, тыс.т.	5.7	8.3	11.4	0	0	25.31
	РИР						
	кол-во меропр.	2		6			8
	доп. добыча, тыс.т.	0.3		2.2			2.5
	Нестационарное заводнение						
	кол-во меропр.	17	122	143	156	86	524
	доп. добыча, тыс.т.	10.5	60.4	14.6	30.8	19.2	135.5
6	Прочие методы						
	кол-во меропр.	281	242	155	92	43	813
	доп. добыча, тыс.т.	81.1	33.6	25.4	23.6	9.0	172.7
В том числе	ПРС+КРС						
	кол-во меропр.	204	163	95	38	17	517
	доп. добыча, тыс.т.	29.9	7.1	8.1	15.7	3.5	64.3
	Перевод на другой объект						
	кол-во меропр.	44	37	25	4	2	112
	доп. добыча, тыс.т.	29.4	17.8	11.2	2.5	1.8	62.6

<i>Перевод под закачку</i>						
кол-во меропр.	6	23	27	5	2	63
доп. добыча, тыс.т.	0.5	5.3	2.7	2.0	0.7	11.1
<i>Повышение давления закачки</i>						
кол-во меропр.	11	7	1	3	3	25
доп. добыча, тыс.т.	13.9	1.0	0.2	0.5	0.2	15.8
<i>Форсированный отбор</i>						
кол-во меропр.	16	12	7	42	19	96
доп. добыча, тыс.т.	7.5	2.5	3.2	2.8	2.8	18.8
Всего ГТМ, шт	440	526	448	330	175	1919
Всего доп. добыча	163.8	160.4	75.8	87.9	39.6	527.5

Таким образом, за период 2011-2015 гг. проведено 1919 мероприятий и дополнительно добыто 527,5 тыс. нефти от них. Наиболее эффективными являются гидродинамические методы и кислотные обработки призабойных зон, составляющие соответственно 34% и 28 % от общей дополнительной добычи нефти.

Список использованной литературы

1. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012 г.
2. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2014г.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 2009.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и про-гноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М.: Недра, 2011. – 386 с.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСАХ ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Извлечение углеводородов промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной.

На сегодняшний день использовано около половины извлекаемых мировых ресурсов нефти и газа, т.е. история этих источников энергии довольно короткая и составляет около двухста лет.

Ключевые слова: нефтеотдача, Восточно-придорожного месторождения, нефтенасыщенность.

Annotation. Extraction of hydrocarbons by industrially developed methods of development in all oil-producing countries is considered unsatisfactory.

Today, about half of the world's recoverable oil and gas resources are used, i.e. the history of these energy sources is quite short and is about two hundred years old.

Key words: oil recovery, Vostochno-pridorozhnoye, the saturation.

Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %, например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии нефтеотдача пластов составляет 24-27%, в Иране 16-17%, в США, Канаде, Саудовской Аравии 33-37%, в странах СНГ и России – до 40% в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Еще в более широком диапазоне (30 – 90%) изменяются остаточные запасы нефти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно

обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа. На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными. На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или газозаводненных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи.

Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Виды остаточных запасов нефти и ее свойства

Запасы - весовое количество нефти и газового конденсата или объемное количество газа на дату подсчета в установленной залежи, приведенные к поверхностным условиям.

На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисково-разведочных работах и разработке залежей на дату подсчета, а также применяемые методы подсчета.

Балансовые запасы - запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна.

Забалансовые запасы - запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

Запасы категории А - запасы залежи, подсчитываемые в процессе ее разработки, изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров

залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного составов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки: режим работы залежи, давление, гидро- и пьезопроводность, коэффициент продуктивности скважин и др.

Запасы категории В - запасы залежи:

- с нефтегазонасыщенностью, установленной на основании промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна;

- приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи изучены форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов, основные особенности, определяющие условия разработки залежи;

- детально изучены: состав нефти, газа, сопутствующих компонентов в пластовых и поверхностных условиях;

- проведена пробная эксплуатация отдельных скважин по нефтяной залежи;

- установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность по газовой залежи.

Запасы категории С1 - запасы залежи, в которой:

- нефтегазонасыщенность установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин;

- условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований,

- коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории С2 - запасы нефти и газа, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, и запасы в новых структурах, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований в пределах нефтегазонасыщенных районов.

Промышленные запасы - извлекаемые запасы залежи категорий А+В+С1.

Разведанные запасы -балансовые и забалансовые запасы категории A+B+C1 по залежи, находящейся в разработке или подготовленной для промышленного освоения.

В настоящее время не существует общепринятого представления о характере распределения остаточной нефти в заводненными пластах. Эта проблема чисто фундаментальная.

Однако остаточные запасы нефти в недренируемых пластах и неохваченных водой пропластках хорошо изучены. По данным экспертных оценок остаточные запасы нефти (100%) по видам количественно распределены следующим образом

- нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой – 27%;
- нефть в застойных зонах однородных пластов – 19%;
- нефть оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами – 24%;
- капиллярно-удержанная и пленочная нефть – 30%

Остаточная нефть, которая не охвачена процессом заводнения в следствии высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов и застойных зон, образуемых потоками жидкости в пластах, составляют 70% всех остаточных запасов, представляя основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Повысить нефтеотдачу пласта за счет этой части нефти можно в результате совершенствования существующих систем и технологий разработки и так называемых гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Остальная часть остается в обводненных коллекторах в следствии их микронеоднородности и может извлекается только в результате воздействия на нее различных физических и физико-химических процессов и явлений.

О составе остаточной нефти. Изменение свойств нефти в процессе разработки может происходить как в сторону утяжеления, так и в сторону облегчения добываемой нефти. Утяжеление нефти связано с уменьшением пластового давления в процессе разработки и потерей легких фракций нефти при дегазации, а также окислением нефти при взаимодействии с закачиваемой водой, за счет перемещения в глубь залежи утяжеленных нефтей из периферии приконтурных зон. Свойства нефти даже сильно изменяются в пределах небольших участков одного и того же продуктивного пласта. За 20 лет заводнения Туймазинского месторождения в девонские пласты вместе с водой закачено около 4700 тонн кислорода. Анализ вод из добывающих скважин показал, что кислород в нем отсутствует т.е. полностью расходуется на окисление нефти в процессе фильтрации воды по пласту.

Способы повышения выработки запасов

В процессе эксплуатации дебит нефтяных и газовых скважин со временем падает, а поглотительная способность нагнетательных скважин уменьшается. Во многих вновь введенных в эксплуатацию скважинах дебит значительно ниже расчетного. Известно, что производительность скважины зависит от многих факторов, из которых основными являются проницаемость и пластовое давление. Естественная проницаемость коллекторов снижается при их вскрытии в процессе бурения вследствие закупорки пласта в его призабойной зоне твердыми частицами.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается вследствие закупорки пор, поровых каналов и трещин отложениями парафина и смол, а также глинистыми и твердыми частицами (например, кристаллами соли). В нагнетательных скважинах призабойная зона пласта загрязняется механическими примесями, имеющимися в воде (ил, глинистые частицы или окислы железа).

В качестве интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи используются различные методы: бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

ГРП

Гидравлический разрыв пласта ГРП (основная технологическая составляющая метода Фрекинга) - один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины.

После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия.

Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Технология ГРП может также использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации, и т.д. Кроме того, в настоящее время технология применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов. Также применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников. В однородных по толщине пластах обычно создается 1 трещина значительной длины. На многопластовых или большой толщины

залежах, представленных низкопроницаемыми геологическими формациями, осуществляется, как правило, поинтервальный ГРП. Рабочая жидкость, применяемая для ГРП, нагнетается в пласт через колонну труб. Если давление разрыва превышает допустимое рабочее давление для эксплуатационной колонны и устьевой запорной арматуры, то технологи рекомендуют вместо запорной арматуры установить специальную головку, а на нижнем конце НКТ установить пакер, выше которого межтрубное пространство заполнить жидкостью с большей плотностью.

В качестве рабочей жидкости ГРП обычно применяют растворы с использованием высокомолекулярных полимеров (для снижения потерь давления) на водной основе, в т.ч. техническую или пластовую воду, реже солянокислотные растворы (для карбонатных пород) или сырую нефть и др.

В качестве расклинивающего материала используются проппанты, кварцевый песок и другие материалы фракции 0,5-1,5 мм.

Эффективность ГРП повышается при одновременной гидropескоструйной или прострелочной перфорации скважины, однако при поинтервальных ГРП при этом необходимо изолировать обработанный участок пласта с помощью пакера и т.д.

Список использованной литературы

1. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. - 186 с.
2. Справочник по геологии нефти и газа. – М. – Недра. – 2006. – С. 214.
3. Платонов И.Е. Комплексное воздействие на нефтяные залежи при нестационарном заводнении пластов на Покачевском месторождении // «Территория нефтегаз» журнал, М. 2007 – № 6 – с.98-101.
4. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
5. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения», выполненный в 2015 г.

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. В данной статье рассмотрен анализ показателей работы скважин Восточно-придорожного месторождения.

Ключевые слова: Восточно-придорожного месторождения, нефть, скважины.

Annotation. This article describes the analysis of well performance indicators of the Vostochno-pridorozhnoye field.

Keyword: Vostochno-pridorozhnoye, oil, wells.

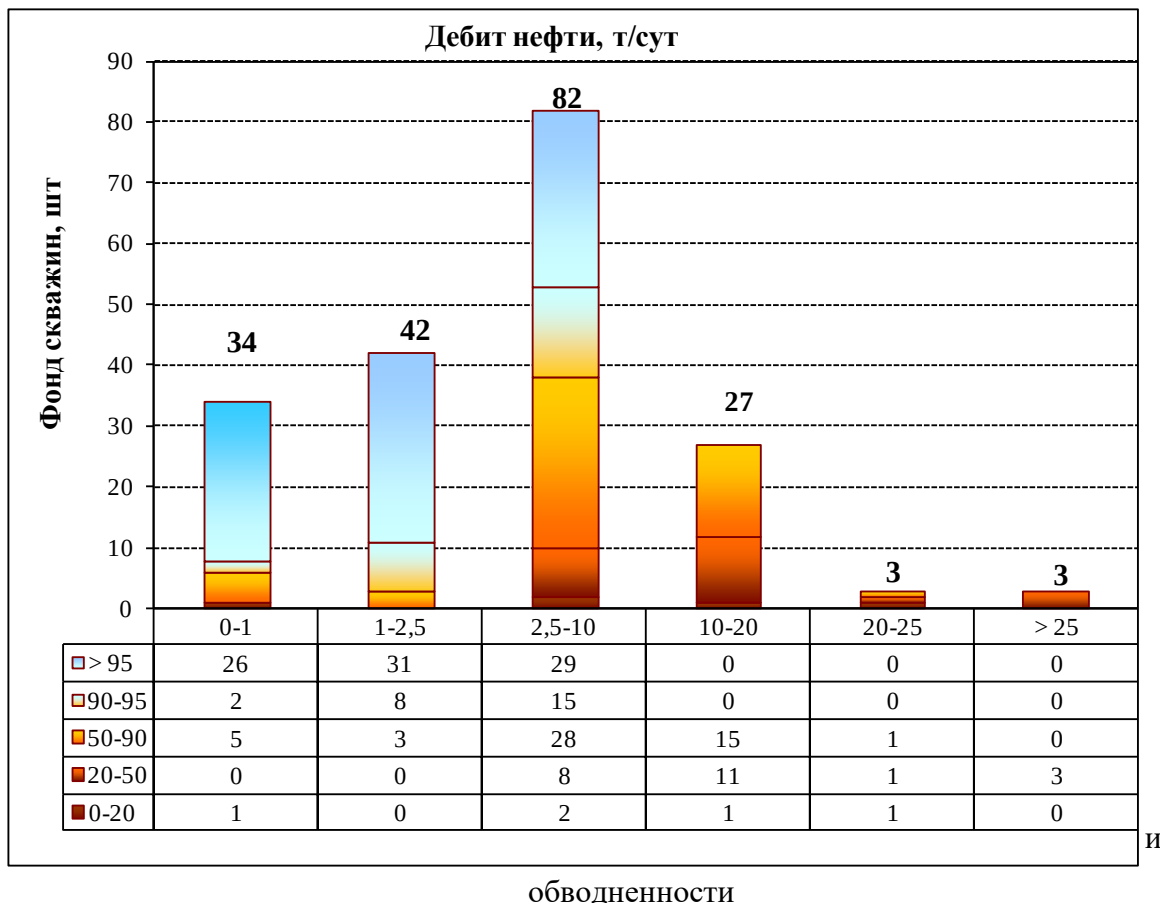
По состоянию на 01.01.2016 г. на балансе месторождения числится 375 скважин, в том числе 262 добывающих, 105 нагнетательных, 8 водозаборных. В действующем фонде находится 191 добывающая скважина, 12 – в бездействии, 40 скважин числятся в консервации, 13 контрольных, 6 – ликвидированы.

Фонд нагнетательных скважин состоит из 105 единиц, 82 из которых находятся под закачкой, 20 – в бездействующем фонде, по одной скважине в освоении, консервации и ликвидации. Характеристика фонда, числящегося на балансе, приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2016 г.

Категория	Характеристика	АВ ₈	БВ ₀	БВ ₄	ЮВ ₁			Итого по месторож- дению:
					всего	КНГ	ПНГ	
Фонд добывающих скважин	Всего	75	33	46	109	62	47	262
	В том числе:							
	Действующие	62	25	27	78	46	32	191
	из них: фонтанные							
	ЭЦН	60	25	22	75	44	31	181
	ШГН	2		5	3	2	1	10
	Бездействующие		2	3	7	2	5	12
	В освоении после бурения							
	В консервации	7	6	12	15	6	9	40
	Контрольные	6		3	4	3	1	13
	В ожидании ликвидации	0						
Фонд нагнетательных скважин	Ликвидированные	0		1	5	5		6
	Всего	22	20	20	45	28	17	105
	В том числе:							
	Под закачкой	20	12	16	36	23	13	82
	Бездействующие	1	6	4	9	5	4	20
	В освоении		1					1
	В консервации	1						1
	Наблюдательные							
Фонд водозаборных скважин	Ликвидированные		1					1
	Всего							8
	В том числе:							
	Действующие							2
	Бездействующие							
	В освоении после бурения							
	В консервации							3
	Ликвидированные							3

Средний дебит нефти действующего фонда равен 5.9 т/сут. Из 191 скважины 82 скважины (43 %) работают с дебитом нефти в интервале от 2.5 т/сут до 10 т/сут. Обводненность продукции большинства этих скважин выше 50 %, из них 44 скважины обводнены более, чем на 90 %. Фонд, работающий с дебитами нефти менее 2.5 т/сут, как правило, обводнен более чем на 90 % (87 % низкодебитного фонда). Скважины с дебитом нефти более 10 т/сут работают с обводненностью до 90 %, почти половина таких скважин обводнены не более, чем на 50 %. В основном, это скважины объекта ЮВ₁ (рисунок 1.1).



При среднем дебите жидкости 79.2 т/сут для 68 % действующих скважин дебит жидкости находится в диапазоне от 10 т/сут до 100 т/сут. С дебитом жидкости менее 10 т/сут работают 16 скважин (в основном, это скважины объектов ЮВ₁, БВ₄). Большинство высокодебитных скважин (более 100 т/сут) эксплуатируют пласты БВ₀, БВ₄, их количество - 46, все они (за исключением скв.526Г) обводнены более, чем на 95 % (рисунок 1.2).

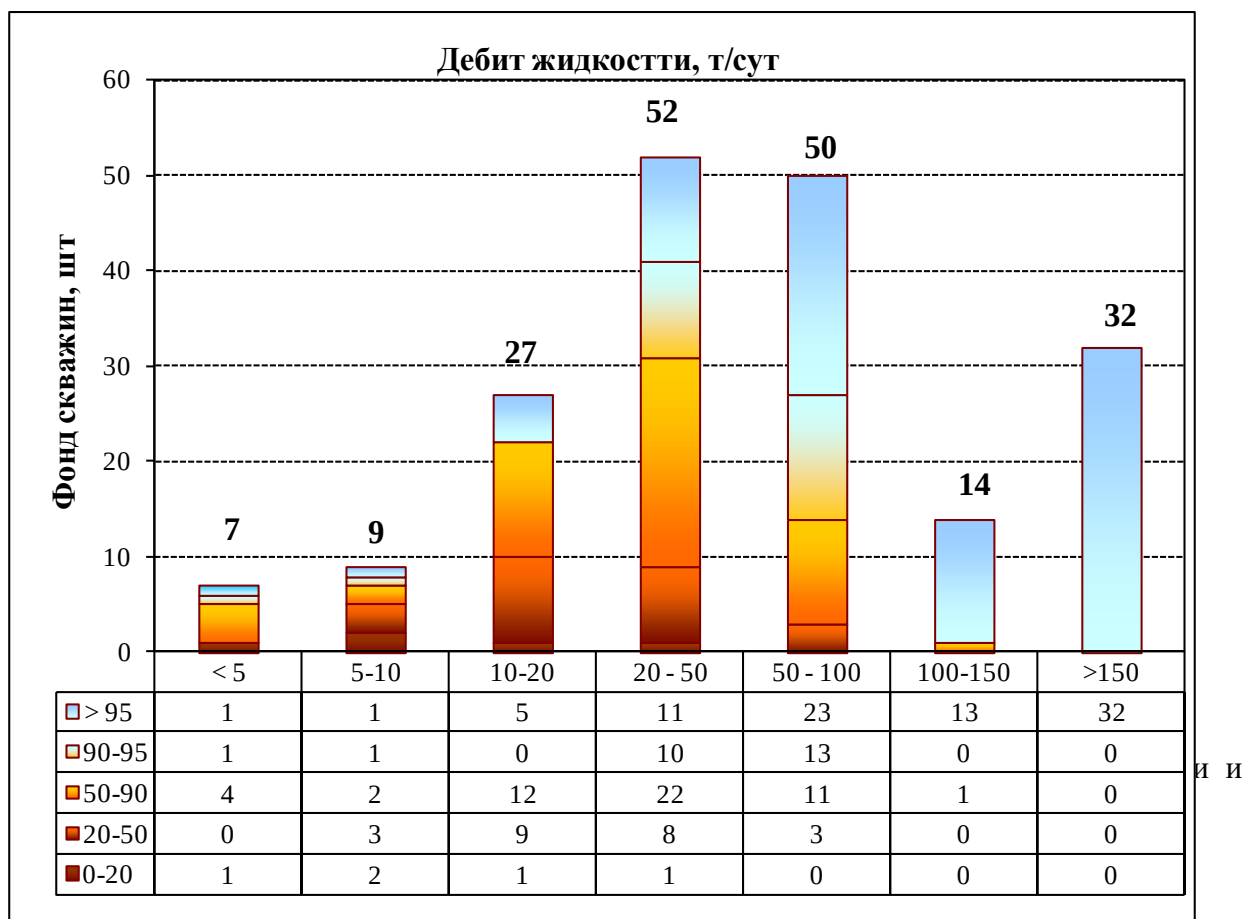


Рисунок 1.2 - Распределение действующего фонда по дебитам жидкости и обводненности

Скважины неработающего фонда

Неработающий добывающий фонд на месторождении - 71 скважина (27 % добывающего фонда), из них 12 скважин (4.6 %) находятся в бездействии, 40 (15 %) - в консервации, 13 (5 %) – в пьезометрическом фонде, 6 скважин ликвидированы.

Основной причиной вывода добывающих скважин в неработающие категории является низкий дебит по нефти при высокой обводненности продукции – у 67 % скважин дебит по нефти менее 1 т/сут при обводненности более 95 % .

До остановки скважинами неработающего фонда добыто 1857.2 тыс.т нефти (11 % накопленной добычи месторождения), отбор на скважину составил 26.2 тыс.т, в том числе по категориям:

- бездействующий фонд – 382.9 тыс.т (31.9 тыс.т на скв.);
- консервационный фонд – 1127.5 тыс.т (28.2 тыс.т на скв.);
- пьезометрический фонд – 346.8 тыс.т (26.7 тыс.т на скв.).

В неработающем нагнетательном фонде числятся 23 скважины (22 % нагнетательного фонда), из них 20 скважины (19 %) в бездействии, по одной скважине в освоении, в консервации и ликвидации.

Список использованной литературы

1. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. - 186 с.
2. Справочник по геологии нефти и газа. – М. – Недра. – 2006. – С. 214.
3. Платонов И.Е. Комплексное воздействие на нефтяные залежи при нестационарном заводнении пластов на Покачевском месторождении // «Территория нефтегаз» журнал, М. 2007 – № 6 – с.98-101.
4. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
5. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения», выполненный в 2015 г.

УДК 622

Бащук К.Н.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ НА ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

***Аннотация.** В данной статье рассмотрен анализ эффективности применяемых методов по увеличению нефтеотдачи на Восточно-придорожного месторождения.*

***Ключевые слова:** нефтеотдача, Восточно-придорожного месторождение, бурение горизонтальных скважин.*

***Annotation.** This article analyzes the effectiveness of the methods used to increase oil recovery at the Vostochno-pridorozhnoye field.*

***Key words:** oil recovery, Vostochno-pridorozhnoye Deposit, drilling of horizontal wells.*

За весь период разработки на месторождении проведено 472 скважино-операции интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи. Суммарная добыча нефти от ГТМ составила 2767 тыс.т или 16 % добычи месторождения

Бурение горизонтальных скважин

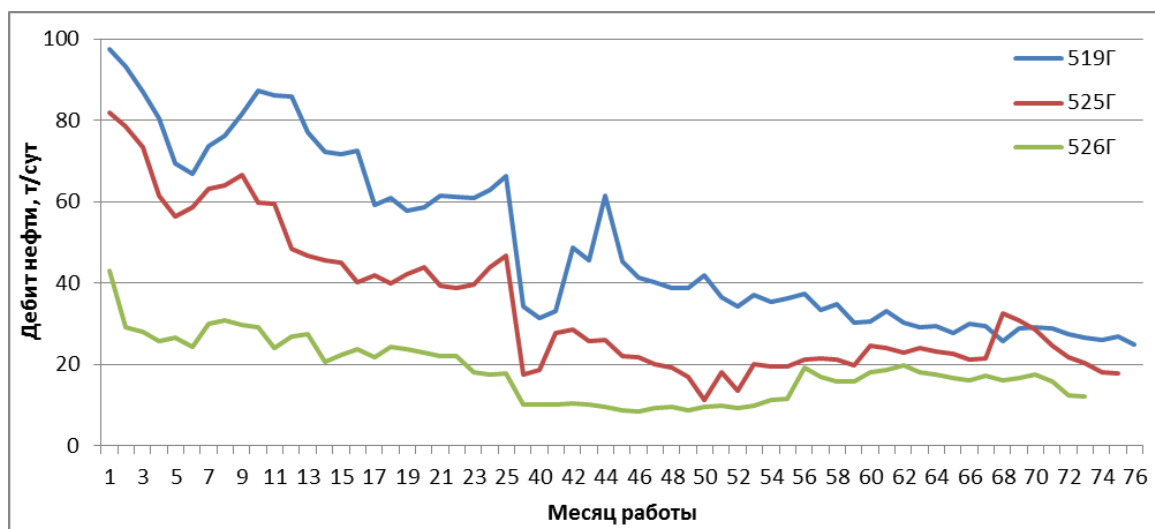
Первая горизонтальная скважина на месторождении была пробурена в 1999 году на объект ЮВ₁. Всего за период с 1999 по 2016 год было пробурено 10 горизонтальных скважин. Бурение осуществлялось на объектах: АВ₈ – 3 скважины, БВ₀ – 1 скважина, ЮВ₁ – 6 скважин. На 01.01.2016 г. скважинами добыто 450.2 тыс.т нефти, или 45 тыс.т на скв. (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Технологические показатели по горизонтальным скважинам

№ п/п	№ скв.	Дата ввода	Пласт	Состояние	Входные показатели (1 месяц)			Текущие показатели на 01.01.2016 г.			Накоплен. добыча нефти, тыс.т.
					Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв-ть, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв-ть, %	
Горизонтальные скважины											
1	943Г	08.1999	ЮВ1	перевод в ППД	30,8	31,5	2,1				27,4
2	519Г	09.2009	АВ8/2а	В работе	97,6	108,8	10,3	114,3	88,9	72,0	114,3
3	525Г	10.2009	АВ8/2а	В работе	82,0	86,0	4,7	17,9	83,1	78,5	74,1
4	526Г	12.2009	АВ8/2а	В работе	43,2	84,2	48,8	12,2	106,5	88,6	37,6
5	631Г	06.2012	БВ0	В работе	11,6	125,2	90,7	3,2	277,6	98,9	6,2
6	964Г	07.2012	ЮВ1	В работе	70,8	98,4	28,0	50,3	71,7	29,8	73,4
7	1010Г	08.2012	ЮВ1	В работе	62,5	120,7	48,2	51,3	74,5	31,1	73,6
8	786Г	12.2012	ЮВ1	В работе	55,4	84,6	34,6	4,4	24,2	81,9	7,3
9	792Г	03.2013	ЮВ1	В работе	58,4	66,4	12,1	11,1	11,7	4,9	19,3
10	778Г	07.2013	ЮВ1	В работе	19,1	56,0	65,8	16,9	35,6	52,4	17,0
среднее по ГС					53,1	86,2	38,3	28,2	77,4	63,6	45,0
всего											450,2

Объект АВ₈

В 2009 году в центральной части залежи, в районе скважины № 80Р пробурены и введены в эксплуатацию три горизонтальные скважины со средними показателями при вводе: дебит нефти – 74.3 т/сут, дебит жидкости – 93 т/сут, обводненность – 20.1 %. Максимальные дебиты по нефти и жидкости получены по скважине №519Г (qn – 97.6 т/сут, qж – 108.8 т/сут, Fv- 10.3 %), наибольшая обводненность - по скважине №526Г (qn – 43.2 т/сут, qж – 84.2 т/сут, Fv - 48.8 %). Средние текущие показатели по дебиту жидкости на уровне начальных, дебит нефти уменьшился до 18.3 т/сут, обводненность выросла до 80.3 % (рисунок 1.1). Рост обводненности обусловлен выработкой запасов, накопленная добыча нефти по горизонтальным скважинам на начало 2016 года составила 226 тыс.т. или 75.3 тыс.т/скв. В целом мероприятие для данного объекта можно считать успешным (на скважину отобрано более 75 тыс.т. нефти) и может быть рекомендовано для дальнейшего внедрения.



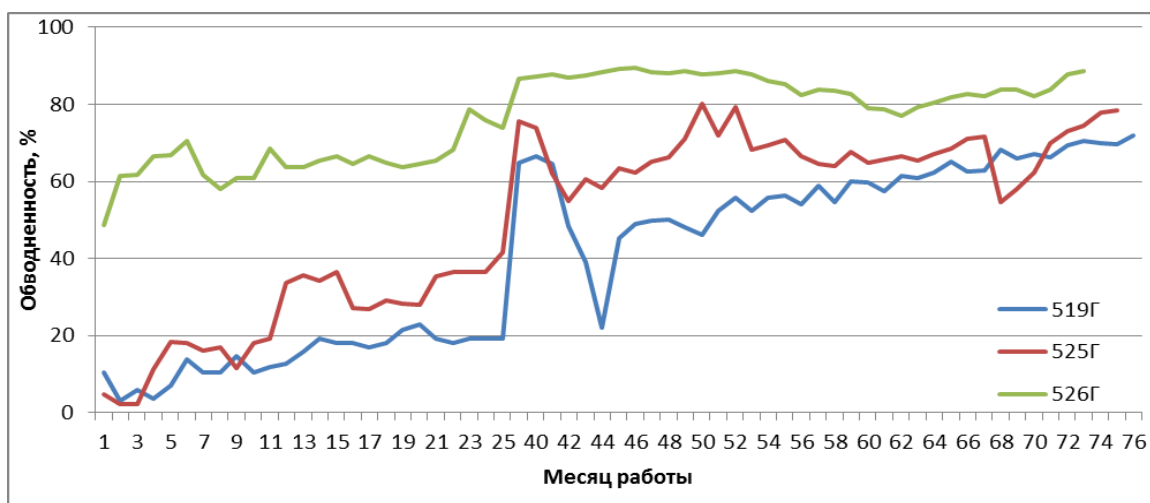


Рисунок 1.1 - Динамика изменения дебита нефти и обводненности по горизонтальным скважинам, приведенных на дату ввода. Объект АВ₈

Объект БВ₀

Горизонтальная скважина № 631Г была введена в эксплуатацию в июне 2010 года в юго-западной части залежи, в районе скважины № 90Р. Скважина начала работать с дебитом нефти 11.6 т/сут, дебитом жидкости 125.2 т/сут и обводненностью 90.7 %.

По состоянию на 01.01.2016 г. дебит нефти снизился до 3.2 т/сут, обводненность выросла до 98.9 %. Динамика показателей разработки приведенных на дату ввода представлена на рисунке 1.2. Рост обводненности обусловлен выработкой запасов, накопленная добыча нефти по скважине на начало 2016 года составила 6.2 тыс.т, мероприятие эффективное.

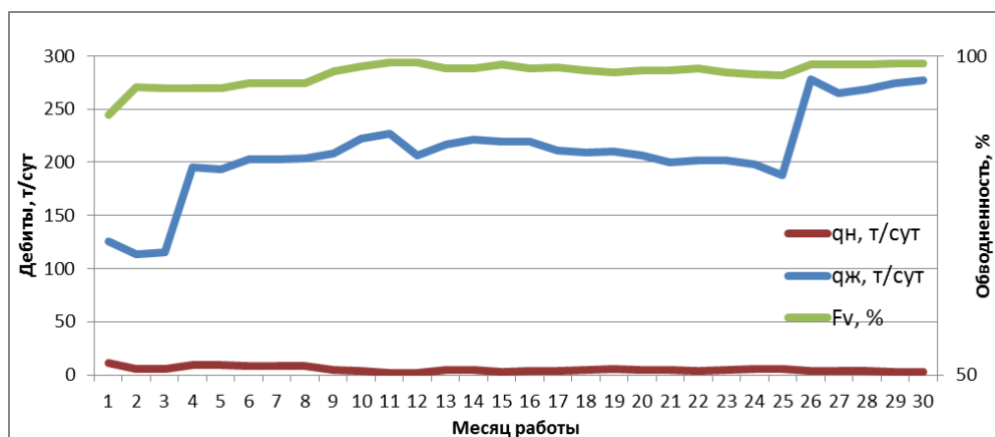


Рисунок 1.2 - Динамика изменения дебита нефти и обводненности по скважине №631Г, приведенных на дату ввода. Объект БВ₀

Объект ЮВ₁

На объекте ЮВ₁ бурение горизонтальных скважин началось с 1999 года. Всего пробурено 6 скважин на западной залежи в районах скважин 86Р (скв. №№ 786Г, 792Г, 778Г), 90Р (скв. №№ 1010Г, 964Г) и 79П (скв. № 943Г).

Скважины введены в эксплуатацию со средними показателями при вводе: дебит нефти – 49.5 т/сут, дебит жидкости – 76.3 т/сут, обводненность – 35.1 %.

Первая горизонтальная скважина № 943Г была введена в эксплуатацию в августе 1999 года. Скважина начала работать с дебитом нефти 30.8 т/сут и обводненностью 2.1 %, но в 2007 году скважину перевели в консервацию по причине высокой обводненности, из-за близкого расположения к ВНК. Накопленная добыча нефти – 27.4 тыс.т. В 2013 году скважина переведена в нагнетательный фонд. По состоянию на 01.01.2016 г. скважина работает под закачкой, текущая приёмистость 54 м³/сут, накопленная закачка 53.5 тыс.м³.

В 2012 году введено в эксплуатацию еще 3 горизонтальных скважины №№ 964Г, 1010Г, 786Г, со средними показателями при вводе: дебит нефти – 62.9 т/сут, дебит жидкости – 101.2 т/сут, обводненность – 36.9 %. Средние текущие показатели по дебиту нефти и жидкости сократились до 35.3 т/сут и 56.8 т/сут соответственно, обводненность выросла до 47.6 %. Небольшой рост обводненности обусловлен постепенной выработкой запасов, накопленная добыча нефти по горизонтальным скважинам на начало 2016 года составила 154.2 тыс.т или 51.4 тыс.т/скв.

В 2013 году введено в эксплуатацию 2 горизонтальных скважины. Скважина № 792Г была запущена в марте, с входным дебитом нефти 58.4 т/сут при обводненности 12.1 %. Длина горизонтального участка, вскрывшего пласт – 445.3 м. На дату анализа обводненность снизилась до 4.9 %, дебиты нефти и жидкости сократились до 11.1 т/сут и 11.7 т/сут соответственно. Такое снижение дебитов возможно обусловлено недостаточным влиянием системы ППД. Накопленная добыча нефти – 19.3 тыс.т. Скважина № 778Г введена в июле, входной дебит нефти составил 19.1 т/сут при обводненности 65.8 %. Длина горизонтального участка, вскрывшего пласт – 414.9 м. По состоянию на 01.01.2016 г. дебит нефти – 16.9 т/сут, дебит жидкости - 35.6 т/сут, обводненность – 52.4 %. Накопленная добыча нефти – 17 тыс.т.

По результатам бурения ГС на объекте можно отметить снижение дебитов нефти и жидкости (рисунок 1.3), связанное со снижением пластового давления в зонах отбора скважин, где при высоких отборах жидкости, закачка, при существующем давлении нагнетания отстает и недостаточна для поддержания Рпл. в удовлетворительном состоянии.

Всего на 01.01.2016 г. за счет горизонтальных скважин на объекте добыто 218 тыс.т нефти. Добыча нефти за 2015 год – 49 тыс.т. На сегодняшний день на пробуренную скважину уже отобрано по 36.3 тыс.т нефти.

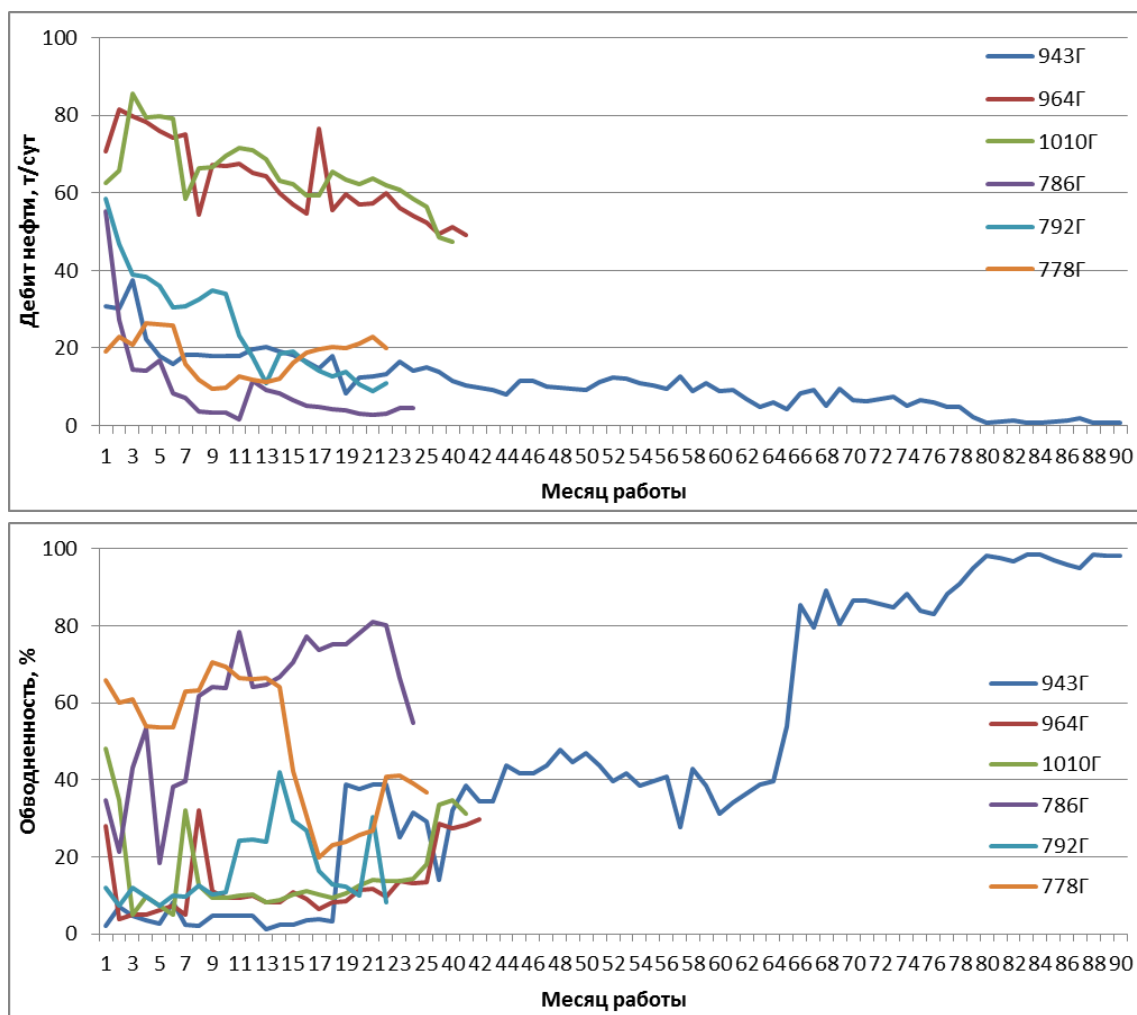


Рисунок 1.3 - Динамика изменения дебита нефти и обводненности по горизонтальным скважинам. Объект ЮВ₁

Бурение боковых стволов

Бурение боковых стволов на месторождении осуществляется с 2009 года и ведется с целью совершенствования систем разработки, уплотнения существующих сеток скважин и довыработки запасов объектов в слабо дренируемых зонах. С начала разработки на месторождении было пробурено 14 боковых ствола с горизонтальным окончанием (рисунок 1.4).

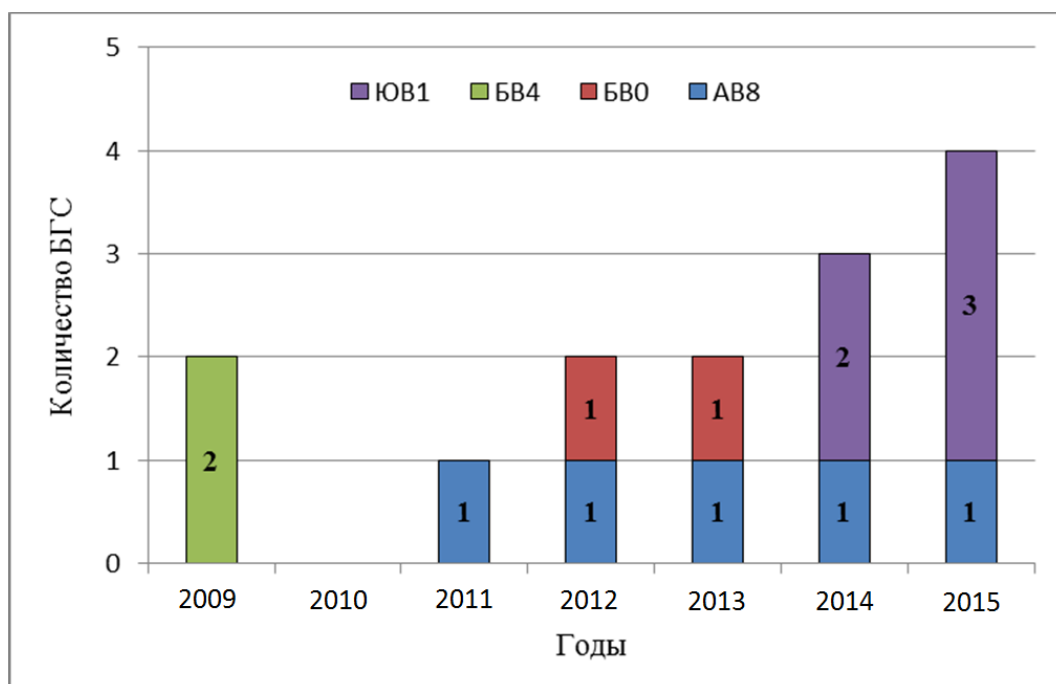


Рисунок 1.4 – Распределение зарезок БГС по годам и объектам

Максимальное количество зарезок выполнено в 2015 году (по 4 скв.-опер.). Лидируют по количеству пробуренных боковых стволов объекты АВ₈ и ЮВ₁ (по 5 скв.-опер), на оставшиеся объекты БВ₀ и БВ₄ приходится по 2 скв.-операции. По состоянию на 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти по боковым стволам составила 91.3 тыс.т.

Объект АВ₈

За анализируемый период на объекте АВ₈ было пробурено 5 боковых стволов с горизонтальным окончанием, по одной скважине ежегодно. Средний входной дебит нефти БГС - 25.1 т/сут, средний дебит жидкости – 72.5 т/сут, обводненность 65.4 %. Бурение велось в основном из скважин неработающих категорий объекта, остановленных по причине низкого дебита по нефти (в среднем 0.5 т/сут) и высокой обводненности.

Объект БВ₀

На объекте БВ₀ пробурено два боковых ствола № 400Л в 2010 году и № 604Л в 2011 году. Донорами для бурения боковых стволов послужили скважины №400 - объект БВ₀ и №604 - объект АВ₈, остановленные с технологическими показателями: скв. № 400 – qн – 3 т/сут, qж – 76.5 т/сут, Fv – 96.1 %; № 604 - qн – 0.7 т/сут, qж – 6 т/сут, Fv – 88.2%. Средние входные дебиты нефти по скважинам № 400Л и № 604Л - 5.8 т/сут и 25.7 т/сут, дебиты жидкости – 176 т/сут и 86.3 т/сут, при обводненности – 96.7 % и 70.3 % соответственно.

По состоянию на 01.01.2016 г. скважина № 400Л работает с дебитом нефти – 2.3 т/сут, дебитом жидкости – 199.5 т/сут, обводненность – 98.9 %. Дополнительная добыча нефти – 5 тыс.т. По скважине № 604Л уже после первого месяца работы дебит нефти

сократился в 2.4 раза. На начало 2016 года отмечается значительное снижение дебита нефти до 0.9 т/сут, при дебите жидкости – 81.3 т/сут, обводненности – 98.8 %. Рост обводненности обусловлен выработкой запасов.

Объект БВ₄

В 2009 году на объекте БВ₄ пробурено два боковых ствола. В сентябре в краевой зоне, не охваченной выработкой, пробурен боковой ствол на скважине № 471Л, а в ноябре в зоне стягивания пробурен боковой ствол скважины № 465Л. Донорами для бурения боковых стволов послужили скважины № 471 и № 465 объекта БВ₄, остановленные по причине высокой обводненности. Входные технологические показатели по скважине № 471Л – дебит нефти - 14.9 т/сут, дебит жидкости - 15.7 т/сут, обводненность – 4.9 %, по скважине № 465Л – дебит нефти – 15 т/сут, дебит жидкости – 184 т/сут и обводненность - 91.8 %.

По состоянию на 01.01.2016 г. скважина № 471Л работает с дебитом нефти – 5.8 т/сут, дебитом жидкости – 8.6 т/сут, обводненность – 32.8 %. Дополнительная добыча нефти – 12.9 тыс.т. По скважине № 465Л после отработки 3 месяца дебит нефти сократился в 2 раза. На начало 2014 года отмечается снижение дебита нефти до 3.1 т/сут, при дебите жидкости – 278.8 т/сут, обводненности – 98.8 %. Рост обводненности обусловлен выработкой запасов.

Объект ЮВ₁

Бурение БГС на объекте началось с 2014 года. На дату анализа пробурено 5 боковых стволов: 3 - на западной залежи, 2 - на восточной залежи.

Список использованной литературы

1. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. - 186 с.
2. Справочник по геологии нефти и газа. – М. – Недра. – 2006. – С. 214.
3. Платонов И.Е. Комплексное воздействие на нефтяные залежи при нестационарном заводнении пластов на Покачевском месторождении // «Территория нефтегаз» журнал, М. 2007 – № 6 – с.98-101.
4. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
5. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения», выполненный в 2015 г.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ
ПРОВОДИМЫХ НА ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ПРИТОКА**

***Аннотация.** В 1999 г. начато опробование метода гидроразрыва пласта на объекте ЮВ₁ Восточно-Придорожного месторождения. По состоянию на 01.01.2016 г. с начала разработки выполнено 139 ГРП, в том числе: 45 ГРП на добывающем переходящем фонде, 88 ГРП на добывающем фонде из бурения, 6 ГРП на нагнетательных скважинах.*

***Ключевые слова:** методы гидроразрыва пласта, ГПР, ЮВ.*

***Annotation.** In 1999, testing of the hydraulic fracturing method was started at the SE1 facility of the Vostochno-Pridorozhnoye field. As of 01.01.2016, since the beginning of development, 139 hydraulic fractures have been performed, including: 45 fractures at the production transfer Fund, 88 fractures at the production Fund from drilling, and 6 fractures at injection wells.*

***Keywords:** hydraulic fracturing methods, GPR, SE.*

Все обработки, кроме операции 2010 года на скважине № 810 (объект ЮВ₀), выполнены по объекту ЮВ₁. В период 1999-2006 гг. проводились единичные операции ГРП на скважинах эксплуатационного фонда (рисунок 1.1).

Начиная с 2007 г. обработки становятся более многочисленными, при этом максимальное количество операций приходится на скважины, освоенные после бурения (84 ГРП из 130 операций в данный период, большинство из них на Восточной залежи). Отметим, 4 скважины из бурения с ГРП освоены под нагнетание.

Также в 2008 году один ГРП выполнен после возврата скважины на объект обработки (№ 950 с АВ_{8/2а} на ЮВ₁).

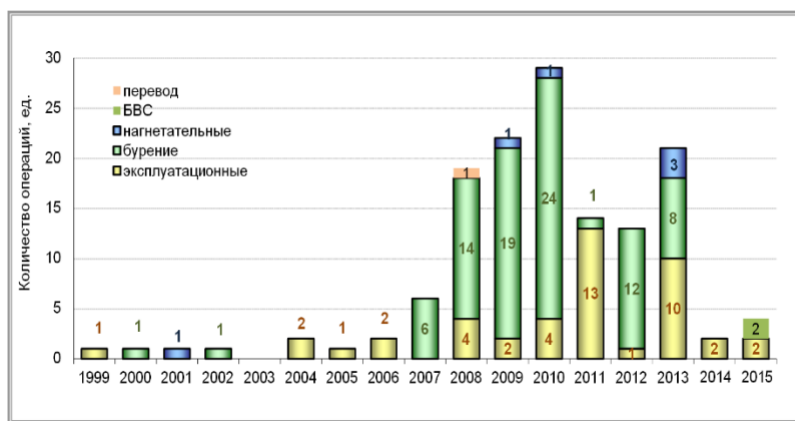


Рисунок 1.1– Распределение количества ГРП по годам с выделением категорий скважин. Объект ЮВ₁. Восточно-Придорожное месторождение.

Охват методом ГРП фонда скважин по месторождению составляет 62 %, в том числе по Западной залежи – 42 % (55 ГРП), Восточной залежи – 97 % (84 ГРП, рисунок 1.2).

Текущая дополнительная добыча нефти за счет ГРП на добывающих скважинах составила 1418.8 тыс.т, что в пересчете на одну скважино-операцию составляет 10.7 тыс.т, в том числе по категориям:

- эксплуатационные ННС (42 ГРП) – 336.7 тыс.т или 8.2 тыс.т/скв.;
- возврат с ГРП (1 ГРП) – 0.14 тыс.т;
- эксплуатационные горизонтальные скважины (2 ГРП) – 2.5 тыс.т или 1.2 тыс.т/скв.;
- из бурения ННС (85 ГРП) – 1060.9 тыс.т или 12.5 тыс.т/скв.;
- из бурения горизонтальная скважина (1 ГРП) – 17.5 тыс.т.
- из бурения вторых стволов (2 ГРП) – 1.1 тыс.т или 0.55 тыс.т/скв.

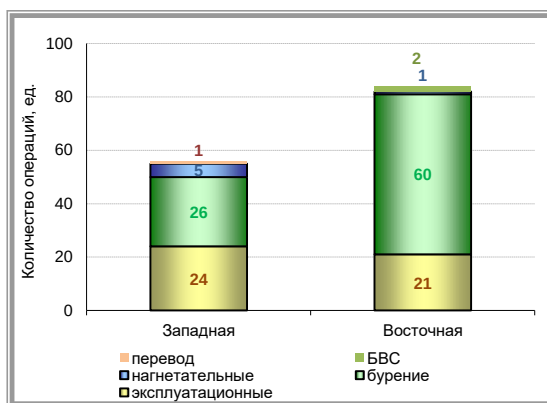


Рисунок 1.2 - Распределение количества ГРП по залежам с выделением категорий скважин. Объект ЮВ₁

За счет ГРП получено 46.4 % добычи нефти от суммарной добычи нефти по объекту за период применения ГРП (рисунок 1.3), из них 16.6 % приходится на долю Западной залежи и 29.7 % на долю Восточной залежи.

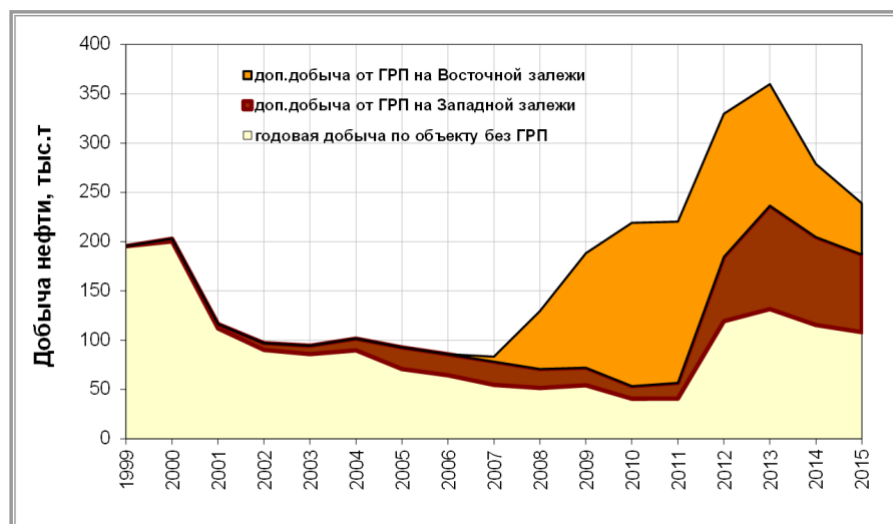


Рисунок 1.3 – Динамика дополнительной добычи нефти за счет ГРП и добычи нефти без ГРП по объекту ЮВ₁

За счет 2 ГРП в 2015 г. на эксплуатационных скважинах дополнительная добыча нефти составила 0.15 тыс.т.

Результаты и объемы воздействия методов ОПЗ

За последние пять лет (2011-2015 гг.) на Восточно-Придорожном месторождении проведено 78 обработок призабойной зоны пласта, в том числе 11 обработок на скважинах неработающего (бездействующего, консервационного) фонда. Дополнительная добыча от ОПЗ составила 38.9 тыс. тонн, удельная эффективность 500 тонн на 1 скважино-операцию (рисунок 1.4).

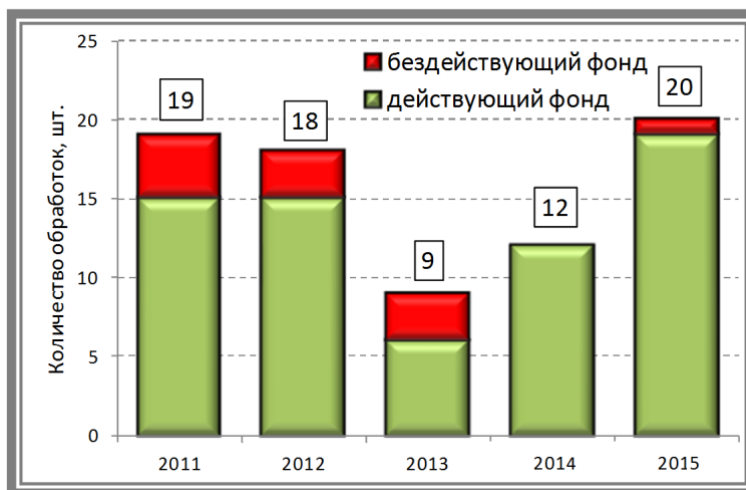


Рисунок 1.4 - Динамика изменения количества мероприятий с применением ОПЗ, за период 2011-2015 гг

В 2013 году наблюдается снижение количества обработок, а начиная с 2014 года, наблюдается резкое увеличение количества ОПЗ: 2011 г. - 19, 2012 г. - 18, 2013 г. – 9, 2014 г. – 12, 2015 – 20.

На рисунке 1.5 отображено распределение обработок ПЗП по объектам. Как видно

из рисунка, немного больше обработок проведено на объекте ЮВ1/1 (77 ОПЗ – 99% от общего числа операций, проведенных на добывающих скважинах); кроме того ОПЗ проводится на объекте АВ8/2а - 1 ОПЗ.

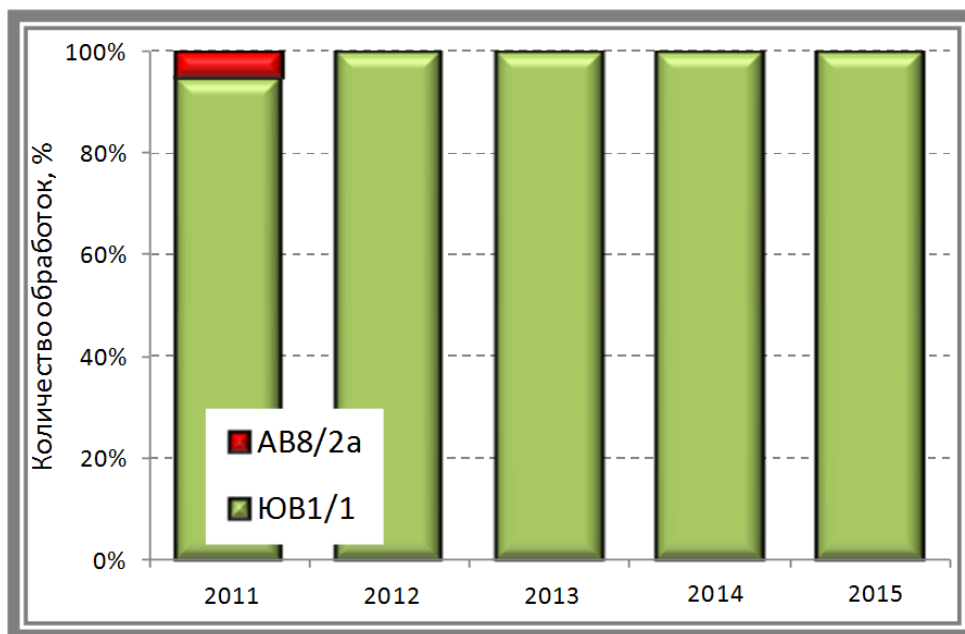


Рисунок 1.5 - Распределение обработок ОПЗ по объектам разработки период 2011-2015 гг

Успешность проведения ОПЗ несколько увеличилась в конце рассматриваемого периода. Так, в период 2011-2013 гг. она составляла: 2011 г. – 89 %, 2012 г. – 83 %, 2013 г. – 89 %, таблица 1.1. В 2014г. успешность обработок составила 92 %. В 2015 г успешность обработок составила – 95 %.

Таблица 1.1 - Успешность проведения ОПЗ на Восточно-Придорожном месторождении за период 2011-2015 гг

Год	Кол во скважин, шт.			Успешность ОПЗ
	С приростом добычи нефти	Прирост не получен	Всего	
2011	17	2	19	89%
2012	15	3	18	83%
2013	8	1	9	89%
2014	11	1	12	92%
2015	19	1	20	95%

Дополнительная добыча нефти по годам распределилась следующим образом: 2011 г. – доп. добыча нефти 11.9 тыс. тонн (626 т нефти на 1 скв.-опер.), 2012 г. – доп. добыча нефти 11.2 тыс. тонн (623 т нефти на 1 скв.-опер.), 2013 г. – доп. добыча нефти 7.8 тыс. тонн (865 т нефти на 1 скв.-опер.), 2014 г. – доп. добыча нефти 3.8 тыс. тонн (319 т нефти на 1 скв.-опер.). Эффективность технологий проведенных в 2015 году приведена без учета переходящего эффекта на 2016 год. Таким образом, добыча нефти в 2015 году составила 4.1 тыс. тонн (207 т нефти на 1 скв.-опер.), эффект от обработок продолжается.

Высокая удельная эффективность в 2013 году обусловлена высоким эффектом проведенных технологий ГИО – 759 т нефти на 1 скв.-опер. на действующем фонде. Также в 2013 году видно высокую эффективность обработок, введенных из неработающего фонда.

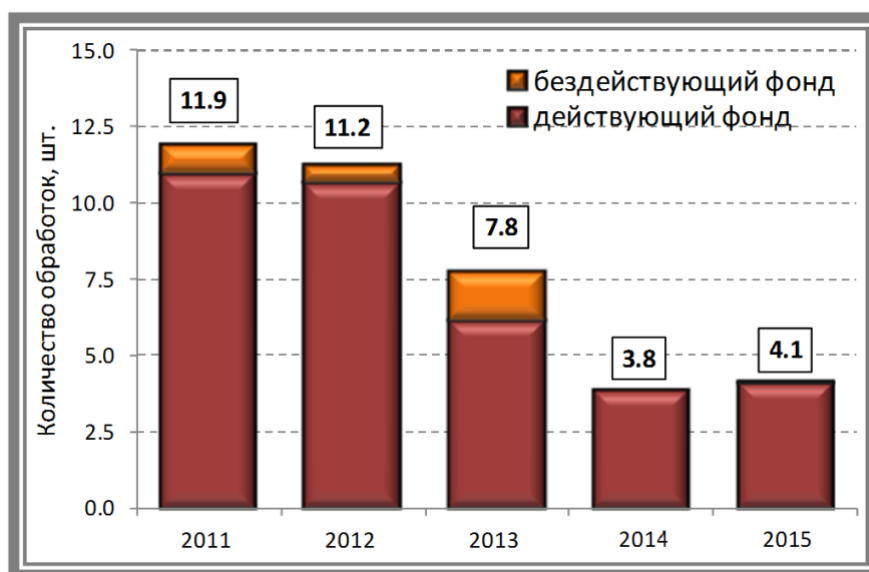


Рисунок 1.6 - Динамика дополнительной добычи нефти за счет проведенных мероприятий с применением ОПЗ, выполненных на Восточно-Придорожном месторождении за период 2011-2015 гг

Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи

На поздних стадиях разработки месторождений из-за промывки пор высокопроницаемые участки становятся основными путями движения нагнетаемой воды к добывающим скважинам. Поэтому основная цель применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в текущий момент – это стабилизация или снижение темпов роста обводненности добываемой продукции.

Объектами применения для потокоотклоняющих технологий, прежде всего, являются послойно-неоднородные коллекторы, разрабатываемые как единый объект и в которых коэффициенты проницаемости отдельных прослоев различаются в несколько раз. Объектами применения могут быть также коллекторы, представленные одним достаточно

развитым пластом большой толщины, проницаемость которого существенно изменяется по толщине.

Результаты и объемы воздействия методов ПНП

На месторождении с целью повышения нефтеотдачи пластов на нагнетательном фонде за 2011 – 2015 гг. проведено 55 обработок потокоотклоняющими технологиями, суммарная дополнительная добыча нефти за 5 лет составила 45.9 тыс. тонн, средняя удельная эффективность – 834 тонны. Эффективность технологий приведена с учетом переходящего эффекта.

В таблице 1.2 представлены проектные и фактические показатели применения ФХМУН на Восточно-Придорожном месторождении за 2011 - 2015 гг.

Таблица 1.2 - Проектные и фактические показатели применения ФХМУН

Показатели	Годы									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Количество скв-опер./, шт	0	0	20	5	19	12	18	9	17	29
Доп. добыча нефти, тыс.т	0	0.0	32.2	1.9	29.9	7.9	26.6	10.3	23	25.7

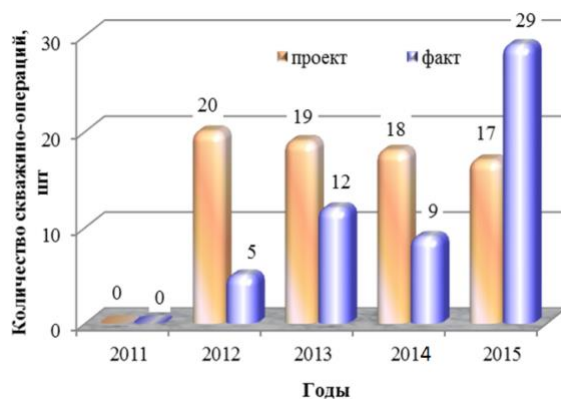


Рисунок 1.7 - Динамика проведения ФХМУН

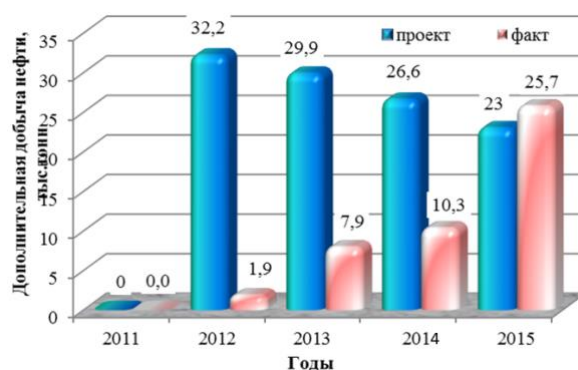


Рисунок 1.8 - Динамика дополнительной добычи нефти от проведения ФХМУН

В 2012-2014 годах рассматриваемого периода фактические показатели отстают от проектных. Это связано с тем, что в предыдущем проектном документе была переоценка потребного количества обработок ФХМУН. А, именно, не были учтены критерии применимости потокоотклоняющих технологий, применяемых в промышленном внедрении, а также не была оценена ресурсная база нагнетательных скважин, так как часть нагнетательного фонда не проходила под обработки ввиду наличия заколонной циркуляции.

Список использованной литературы

1. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. - 186 с.
2. Справочник по геологии нефти и газа. – М. – Недра. – 2006. – С. 214.
3. Платонов И.Е. Комплексное воздействие на нефтяные залежи при нестационарном заводнении пластов на Покачевском месторождении // «Территория нефтегаз» журнал, М. 2007 – № 6 – с.98-101.
4. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
5. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения», выполненный в 2015 г.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. Нефтеотдача продуктивных пластов и, в конечном итоге, объем извлеченной нефти зависят как от свойств нефти и коллекторов, так и от методов воздействия, т. е. применяемой системы разработки залежи.

Ключевые слова: Нефтеотдача, Урьевском месторождении, залежи.

Annotation. The recovery of productive reservoirs and, ultimately, the amount of oil recovered depends on both the properties of the oil and reservoirs, and on the methods of impact, i.e., the applied system of development of the Deposit.

Keyword: Oil recovery, Urievskoye field, deposits.

Даже при самом благоприятном сочетании свойств пластов и нефти в терригенных пластах не удаётся извлечь на поверхность более 60%, а в редких случаях около 70% нефти от геологических запасов нефти в залежи. В карбонатных коллекторах и при тяжелой вязкой нефти, как правило, извлекают не более 15—20% нефти. В результате даже при открытии крупных запасов нефти потери ее в природных условиях неизбежны.

В связи с этим перед нефтяной промышленностью встает задача — применение более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты в целях повышения их нефтеотдачи и, следовательно, увеличения извлекаемых запасов на нефтяных объектах.

Эта задача особенно актуальна в отношении уже открытых крупных залежей и мест скопления как в старых нефтедобывающих районах, где имеются вполне обустроенные промыслы, так и в новых регионах и областях.

Разные методы повышения нефтеотдачи пластов в течение нескольких десятков лет применяются у нас в стране и за рубежом.

К ним относятся три группы методов, включая: 1) методы, связанные с улучшением процесса заводнения; 2) тепловые методы воздействия на залежь и 3) методы воздействия химреагентами — закачка растворителей в пласты.

В залежах, характеризующихся повышенной вязкостью нефти (до 30 сп в пластовых условиях) применяются методы, относящиеся к 1 группе. Среди них выделяют: закачку

воды с поверхностно-активными веществами (ПАВ), закачку водорастворимых полимеров (ПАА), закачку углекислоты, различных эмульсий, в том числе из смеси УВ и ПАВ и др.

Термические методы воздействия с целью повышения нефтеотдачи пластов основаны на снижении вязкости нефти под действием теплоносителей, таких как пар, горячая вода и внутри-пластовый движущийся очаг (фронт) горения (ВДОГ), прогрев призабойной зоны скважин.

Лабораторные и промысловые испытания по применению различных способов термического воздействия на нефтяные пласты показали их высокую эффективность в отношении повышения как текущих дебитов нефти, так и увеличения конечной нефтеотдачи до 50-80%.

Анализ результатов промысловых экспериментов по применению термических методов позволил определить пределы применимости благоприятных параметров для нефтяных объектов, где можно успешно применять тепловое воздействие.

Закачка в пласт горячей воды, как и прогрев призабойной зоны, может с успехом применяться для залежей тяжёлых вязких, а также лёгких маловязких, но парафинистых нефтей и высокопористых пластов. Для закачки горячей воды благоприятны терригенные пласты (песчаники, алевролиты) как с хорошей проницаемостью, так и неоднородные малопроницаемые пласты мощностью более 15 м, залегающие преимущественно неглубоко (до 1200 м), но возможно и глубже.

Наиболее полное вытеснение нефти из пластов и достижение наибольшей нефтеотдачи возможно при применении третьей группы методов — растворителей нефти, чаще всего которыми являются газы.

Газ легко растворяется в нефти, в результате чего нефть становится менее вязкой и более текучей. При закачке газов в нефтяной пласт граница раздела фаз отсутствует и формируется зона смесимости. В качестве растворителя нефти используются пропан, бутан, смесь пропана с бутаном, а также газ высокого давления.

Установлено, что смешиваемость газа с нефтью в пластовых условиях может происходить, если плотность дегазированной нефти не более 0,8 г/см³ (лёгкие нефти).

В целях повышения нефтеотдачи пластов используют различные способы закачки газов, например, закачивают сухой газ (углеводородный или газ горения), либо вытесняют нефть оторочкой из углеводородного газа с добавкой сжиженного, которая проталкивается сухим газом, либо вытесняют нефть оторочкой сжиженного газа, а проталкивают ее сухим или жирным газом.

Для повышения конденсатоотдачи пластов на газоконденсатных местоскоплениях также используют закачку газов в продуктивные пласты.

Газоотдача продуктивных пластов значительно выше, чем нефтеотдача, однако полностью газ не извлекается из залежи, а чаще всего около 60—80% ее геологических запасов.

На величину извлекаемого газа влияют как природные геологические условия (строение залежи, неоднородность продуктивных пластов, трещиноватость пород-коллекторов, наличие конденсата, нефтяной оторочки и т. д.), так и методы добычи, которые используют разработчики.

Так, при наличии высокой неоднородности продуктивного пласта возникает опасность наибольшего прорыва газа по трещинам и другим наиболее проницаемым участкам, и в результате подступающая вода может отсечь такие участки. Тогда часть запасов газа может оказаться изолированной в отдельных блоках, не связанных с остальной частью залежи. Более высокая газоотдача характерна для сравнительно однородных по коллекторским свойствам пластов, а также для залежей с высоким пластовым давлением и с большими геологическими запасами.

В целях предотвращения прорывов газа и воды по ослабленным зонам (трещин и др.), преждевременного обводнения газовой залежи, а также для повышения газоотдачи проводят различные промысловые мероприятия, например, своевременную изоляцию прорвавшихся вод, или снижают пластовое давление до минимальной величины, проводя отбор газа из скважин под вакуумом.

Для достижения более высоких показателей такт же используются и другие методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или по прошествии короткого промежутка времени, в то время как третичные методы обычно начинают использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта. Использование вторичных и третичных методов добычи преследует достижение следующих целей:

- поддержания пластового давления. При закачке в пласт достаточных объемов воды или газа пластовое давление может поддерживаться на уровне, необходимом для достижения высоких показателей разработки (например, на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом);

- более высокой степени вытеснения нефти. Некоторые из агентов, подаваемых в пласт (растворители, ПАВ и др.), приводят к уменьшению остаточной нефтенасыщенности и способствуют тем самым повышению степени вытеснения нефти;

- увеличения степени охвата пласта процессом вытеснения нефти. Такие технологии, как, например, закачка полимерного раствора, попеременная закачка воды и газа, закачка пен, подача в пласт тепла (закачка горячей воды или пара) или же внутрипластовая генерация тепла (внутрипластовое горение) имеют своей целью улучшение соотношения подвижности фильтрующихся в пласте нефти и воды или же нефти и газа и, как следствие, увеличение охвата пласта процессом вытеснения.

Традиционно используемые методы добычи обычно позволяют добыть не более 45% от первоначальных запасов нефти в пласте. Таким образом, большая часть запасов оказывается не извлеченной. Величина не извлеченных запасов зависит от сложности геологического строения месторождения, его местоположения, стратегии его разработки и используемых методов добычи и в значительной степени определяется экономикой или уровнем рентабельности добычи.

Целью применения методов увеличения нефтеотдачи является, вообще говоря, увеличение объема извлекаемых запасов, которые могут быть экономически выгодно добыты по сравнению с традиционными методами за счет увеличения охвата пласта процессом вытеснения нефти и/или за счет повышения степени вытеснения нефти из пласта.

Очевидно, что наилучшим вариантом разработки нефтяного месторождения является вариант, позволяющий отобрать максимальный объем нефти из пласта минимальным числом скважин за кратчайший период времени. Кажущаяся на вид простой, задача оптимального расположения скважин по площади залежи, обеспечивающего наилучшие показатели разработки, является одной из наиболее сложных.

Решение задачи осложняется еще и тем, что оптимальное число скважин, их взаимное расположение и характер закачивания будут, вообще говоря, разными в зависимости от:

- типа залежи (нефтяная, газовая, нефтяная с газовой шапкой и т.д.);
- запасов нефти и газа в пласте;
- свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газа;
- местоположения залежи (суша, шельф, глубоководный шельф);
- политической и экономической ситуации.

Решение указанной задачи зависит как от общего числа скважин, их типа (добывающая, нагнетательная, наблюдательная и т.п.) и взаимного расположения на площади, так и от применяемого метода нефтедобычи

Методы разработки нефтяных месторождений принято делить на традиционные (естественные режимы, заводнение, искусственное поддержание пластового давления закачкой воды или газа) и методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые в разное время называли новыми методами или третичными.

Названная группа методов, входящая в традиционные, не отражает сущность всех методов.

1.2 Анализ эффективности применяемых методов

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается вследствие закупорки пор, поровых каналов и трещин отложениями парафина и смол, а также глинистыми и твёрдыми частицами (например, кристаллами соли). В нагнетательных скважинах призабойная зона пласта загрязняется механическими примесями, имеющимися в воде (ил, глинистые частицы или окислы железа).

В качестве интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи используются различные методы: бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН), ремонтно-изоляционные работы, перевод и возврат скважины с объекта на объект.

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
2. «Авторским надзором за реализацией “Технологической схемы разработки Урьевского месторождения”» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре № 996 от 14.12.2011 г.).
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах: Учебное пособие. – М.: 2011, - 165с.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ УРЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Добыча нефти на месторождении началась с ввода в эксплуатацию разведочных скважин 1Р и 3Р в апреле 1983 года. В 1984 году одновременно началось эксплуатационное разбуривание объектов АВ1-2, БВ6 и БВ8, в 1986 году пробурены первые две скважины на объект ЮВ1. Рост объемов бурения продолжался вплоть до 1995 года, к этому времени было пробурено в общей сложности 2500 тыс.м горных пород (в среднем 252 тыс.м в год), введено в эксплуатацию 996 добывающих и 230 нагнетательных скважин. Основной объем бурения приходится на объект АВ1-2 – 72 %.

Ключевые слова: Урьевское месторождение, скважина, нефть.

Annotation. Oil production at the field began with the commissioning of exploration wells 1Р and 3Р in April 1983. In 1984, operational drilling of the АВ1-2, ВВ6 and ВВ8 facilities began simultaneously, and in 1986, the first two wells were drilled for the SE1 facility. The growth in drilling volumes continued until 1995, when a total of 2,500 thousand meters of rock were drilled (an average of 252 thousand meters per year), and 996 production and 230 injection wells were commissioned. The main volume of drilling falls on the АВ1-2 object-72 %.

Key words: Uryevskoye field, well, oil.

За период 1983-93 гг. добыто 29,9 % от накопленной добычи нефти по состоянию на 01.01.16 г. В 1987 году достигнут максимальный уровень добычи нефти по месторождению – 4557 тыс.т. (рисунок 3.1).

В последующие годы (1994 - 1998 гг.) снижаются темпы бурения на объекте АВ1-2, интенсивно разбуриваются объекты БВ6 и БВ8, вводится в эксплуатацию объект БВ10. Всего за период пробурено 1346 тыс.м (в среднем 269 тыс.м в год), введено в эксплуатацию из бурения 548 добывающих и 141 нагнетательная скважина. За период добыто 23,2 % от накопленной добычи нефти по месторождению.

В период 1999 - 2007 гг. темпы эксплуатационного бурения снизились в среднем до 37,1 тыс.м в год. В эксплуатацию введено 168 добывающих и 83 нагнетательных скважины. Добыча нефти за период составила 26,7 % от накопленной добычи за историю.

Новый рост объемов бурения начинается в 2009 году - с началом разбуривания Западно-Урьевского участка объекта ЮВ1. За восемь лет пробурено 1607 тыс.м горных пород (в среднем 200 тыс.м в год), введено из бурения 495 добывающих и 281

нагнетательная скважина. Добыча нефти составила 20,7 % от накопленной добычи по месторождению.

В накопленной добыче нефти 72,6 % (66602 тыс.т) приходится на объект АВ1-2, 9,1 % (8390 тыс.т) - на объект БВ6, 7,4 % (6833 тыс.т) - на объект БВ8. На долю объектов БВ10 и Ачим. толща приходится, соответственно, 1213 тыс.т (1,3 %) и 498 тыс.т (0,5 %). По объекту ЮВ1 накопленная добыча нефти составила 8219 тыс.т (9 %) (таблица 3.1).

В 2015 году на месторождении добыто 3094,2 тыс.т нефти, что составляет 67,9 % от достигнутого в 1987 году максимума. Темп отбора от НИЗ составил 2,1 %, темп отбора от ТИЗ – 5,3 %, жидкости добыто 24589,3 тыс.т.

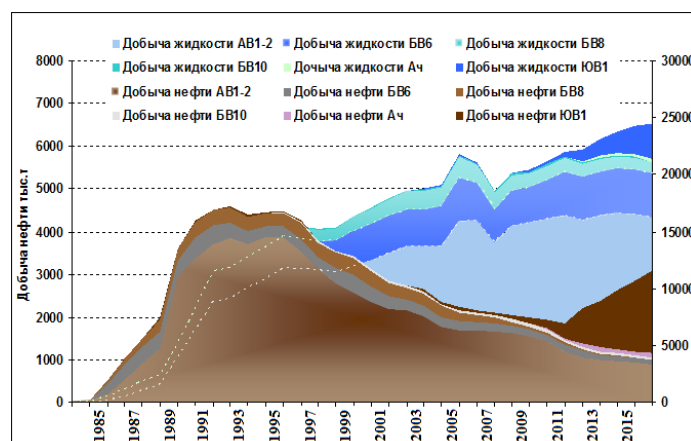
В 20 году впервые за историю разработки месторождения основная доля добычи нефти – 45,5 % (1088,3 тыс.т) пришлась на объект ЮВ1, добыча по объекту АВ1-2 составила 984,9 тыс.т (41,1 %). В период 2009-2011 гг. рост добычи нефти по объекту ЮВ1 продолжается, и доля ее в общей добыче месторождения составляет соответственно 52,4 – 62,6 %. Доля остальных объектов в добыче нефти 2011 года составляет: 28,9 % - по объекту АВ1-2, 2,9 % и 3,2 % по объектам БВ6 и Ачим. толща, 1,8 % и 0,7 % по БВ10 и БВ8, соответственно.

За весь период разработки в продуктивные пласты месторождения закачано 569.3 млн.м3 воды. Основной объем закачки приходится на объект АВ1-2 – 76,2 % (433,9 млн.м3). По объектам БВ6 и БВ8 объем закачки соответственно 68,2 и 45,8 млн.м3 (12 % и 8 %), по ЮВ1 -16,4 млн.м3(2,9 %). Доля объектов БВ10 и Ачимовская толща в общем объеме закачки не превышает 1 %. Отборы жидкости в целом по месторождению компенсированы закачкой воды на 106,9 %. Накопленная компенсация изменяется от 74,9 % по объекту БВ6 до 140,3 % по объекту БВ10.

За 2011 год объем закачки составил 20827,5 тыс.м3, из них 13007,3 тыс.м3 – 62,5 % приходится на объект АВ1-2, 4890,4 тыс.м3 (23,5 %) – на объект ЮВ1, доля объекта БВ6 – 6,2 %, доля остальных – менее 3,3 %. Компенсация с начала года составила 81,7 %. Текущая компенсация изменяется от 33,2 % по объекту БВ6 до 289 % по объекту БВ10.

Таблица 1.1 – Основные технологические показатели разработки. Месторождение в целом

Основные показатели разработки	АВ _{1,2}	БВ ₆	БВ ₈	БВ ₁₀	Ач.т	ЮВ ₁	Место-рождение
Максимальная добыча нефти, тыс. т	3870,1	484,4	387,7	89,9	111,5	1935,8	
Годовая добыча нефти, тыс. т	894,1	88,8	21,7	54,4	99,3	1935,8	3094,2
Доля в общей добыче, %	28,9	2,9	0,7	1,8	3,2	62,6	
Накопленная добыча нефти, тыс. т	66602,4	8389,9	6832,8	1213,0	498,1	8219,0	91755
Доля в общей добыче, %	72,6	9,1	7,4	1,3	0,5	9,0	
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ по ВС1), тыс. т	82705	10838	7745	1852	2165	41134	146600
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов,	56,4	7,4	5,3	1,3	1,5	28,1	
Отбор от НИЗ, %	80,5	77,4	88,2	65,5	23,0	20,0	62,6
Остаточные извлекаемые запасы нефти (ОИЗ), тыс. т	16103	2448	912	639	1667	32915	54845
Доля ОИЗ объекта в общем объеме запасов,	29,4	4,5	1,7	1,2	3,0	60,0	
Темп отбора от ОИЗ, %	5,6	3,6	2,4	8,5	6,0	5,9	5,6
Текущий КИН, д. ед.	0,324	0,248	0,436	0,205	0,035	0,067	0,230
Утвержденный КИН, д. ед.	0,402	0,320	0,494	0,313	0,154	0,337	0,368
Начальные геологические запасы нефти (НГЗ по ВС1), тыс. т	205725	33818	15680	5919	14071	121982	398265
Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов,	51,7	8,5	3,9	1,5	3,5	30,6	
Годовая добыча жидкости, тыс. т	16163,7	3932,3	1013,9	120,0	286,0	3073,5	24589,3
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	369227,2	89483,5	34065,8	2073,2	1119,3	11388,4	507357,4
Обводненность, %	94,47	97,74	97,86	54,65	65,29	37,01	87,42
Текущий ВНФ, ед.	17,1	43,3	45,7	1,2	1,9	0,6	6,9
Накопленный ВНФ, ед.	4,5	9,7	4,0	0,7	1,2	0,4	4,5
Действующий фонд, (шт.)							
добывающий	459	61	17	18	39	398	992
нагнетательный	228	11	7	7	15	144	412
Средний дебит нефти	5,46	3,85	3,42	8,83	7,88	15,29	9,14
Средний дебит жидкости	98,78	170,35	159,56	19,48	22,70	24,27	72,65
Годовая закачка воды, тыс. м ³	13007,3	1291,5	692,4	405,0	540,9	4890,4	20827,5
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	433858,8	68198,0	45805,3	3610,5	1393,0	16401,1	569266,8
Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	80,2	33,2	68,8	288,6	163,2	125,1	81,7
Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	112,3	74,9	125,9	140,3	103,4	108,7	106,9



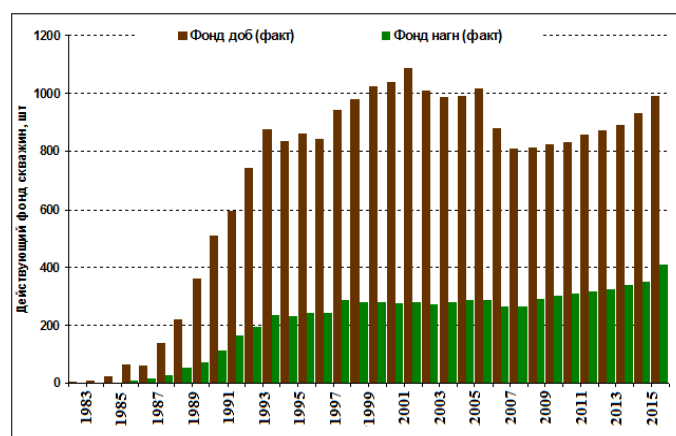
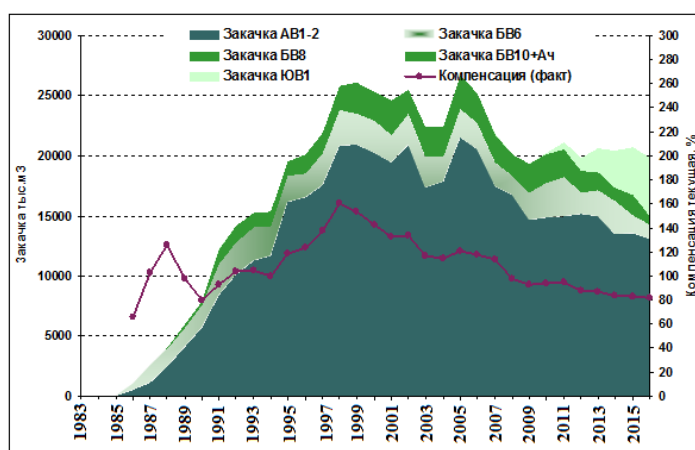
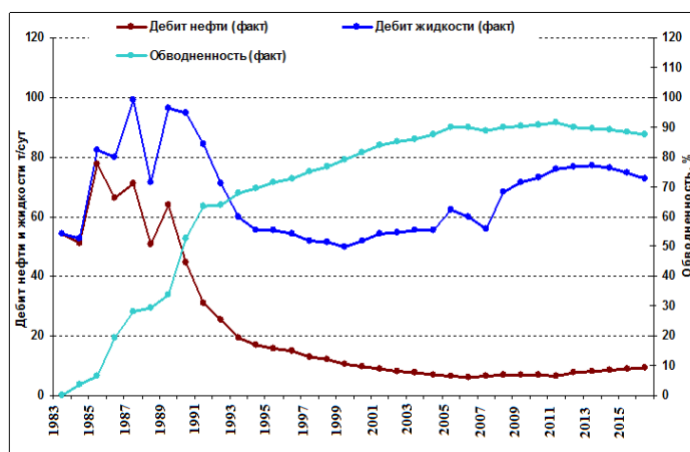


Рисунок 1.1- Динамика основных показателей разработки. Урьевское месторождение в целом

Таблица 1.2— Основные показатели выработки запасов Урьевского месторождения

Показатели	AB ₁₋₂	BB ₆	BB ₈	BB ₁₀	Aч	ЮВ ₀	ЮВ ₁	В целом
Запасы, утвержденные ГКЗ+прирост 2012, кат. ВС1								
- геологические запасы	205725	33818	15680	5919	14071	1070	121982	398265
- извлекаемые запасы	82705	10838	7745	1852	2165	161	41134	146600
- КИН	0,402	0,320	0,494	0,313	0,154	0,150	0,337	0,368
Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов, %	51,7	8,5	3,9	1,5	3,5	0,3	30,6	
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	56,4	7,4	5,3	1,3	1,5	0,1	28,1	
Показатели за 2011 год								
Годовой отбор (тыс.т) _____								
нефти 2	894,1	88,8	21,70	54,4	99,3		1935,8	3094,2
жидкости	16163,7	3932,3	1013,9	120,0	286,0		3073,5	24589,3
закачка, тыс. м3/сут	13007,3	1291,5	692,35	405,0	540,9		4890,4	20827,5
Обводненность, %	94,5	97,7	97,9	54,7	65,3		37,0	87,4
Доля объекта в общей добыче нефти, %	28,9	2,9	0,7	1,8	3,2		62,6	
Действующий фонд, (перебывавший за год), (шт.)								
добывающий	489	69	18	19	44		447	1083
нагнетательный	243	11	8	7	14		148	431
соотношение доб/нагн текущее	2,0	6,3	2,3	2,7	3,1		3,0	2,5
Темп отбора от НИЗ, %	1,1	0,8	0,3	2,9	4,6		4,7	2,1
Темп отбора от ТИЗ, %	5,3	3,5	2,3	7,8	5,6		5,6	5,3
Кратность запасов	18	28	42	12	17		17	18
Накопленные показатели на 01.01.12 г								
Накопленная добыча (тыс.т) _____	0							
нефти	66602	8390	6833	1213	498	0,2	8219	91755
жидкости	369227	89483	34066	2073	1119	0,7	11388	507357
закачка, тыс. м3/сут	433859	68198	45805	3611	1393		16401	569267
ВНФ, (д.е.)	4,5	9,7	4,0	0,7	1,2	2,1	0,4	4,5
Доля объекта в общей добыче нефти, %	72,6	9,1	7,4	1,3	0,5	0,0	9,0	
Перебывавший фонд, шт.								
в добыче	1429	251	138	58	58	2	610	2339
под закачкой	488	54	41	11	15		157	763
соотношение доб/нагн реализованное	2,9	4,6	3,4	5,3	3,9		3,9	3,1
Текущий КИН, д.е.	0,324	0,248	0,436	0,205	0,035		0,067	0,230
Отбор от НИЗ, (%)	80,5	77,4	88,2	65,5	23,0	0,1	20,0	62,6
Прокачка, д.е.	1,5	2,1	1,7	0,3	0,1		0,1	1,8
Текущая компенсация	80,2	33,2	68,8	288,6	163,2		125,1	81,7
Накопленная компенсация	112,3	74,9	125,9	140,3	103,4		108,7	106,9
Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	16997	2537	934	693	1766	161	34851	57939
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	16103	2448	912	639	1667	161	32915	54845
Отбор на скважину (тыс.т)	46,6	33,4	49,5	20,9	8,6	0,1	13,5	39,2
Закачка на скважину	889	1263	1117	328	93		104	746
Доля ТИЗ объекта в общем объеме запасов, %	29,3	4,4	1,6	1,2	3,0	0,3	60,2	

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
2. «Авторским надзором за реализацией “Технологической схемы разработки Урьевского месторождения”» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре № 996 от 14.12.2011 г.).
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах: Учебное пособие. – М.: 2011, - 165с.

УДК 622

Гиренко В.А.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье проведен анализ технологической эффективности проведенных геолого-технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов на Урьевском месторождении.

Ключевые слова: Урьевское месторождение, нефтеотдача, бурение скважин.

Annotation. In this article the analysis of technical efficiency conducted geological and technical measures to increase oil recovery in Orascom field.

Key words: Uryevskoye field, oil recovery, well drilling.

Методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), применяемые на Урьевском месторождении, можно разделить на следующие группы:

- бурение боковых стволов и боковых стволов с горизонтальным окончанием;
- бурение горизонтальных скважин;
- переводы скважин с объекта на объект;
- обработка призабойной зоны скважин (ОПЗ);
- дострелы неработающих интервалов;
- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- МУН;

- ремонтно-изоляционные работы.

Зарезка боковых горизонтальных стволов

С начала разработки на месторождении было пробурено 22 боковых ствола с горизонтальным окончанием (БГС). В 2008 году пробурено три БГС, в 2009 году шесть боковых стволов, в 2010 году – четыре, в 2013 году – один, в 2014 году – два, в 2015 году – шесть. Бурение осуществлялось на объектах: АВ1-2 – 12 скважин, БВ6 – девять скважин, БВ10 – одна скважина.

Объект АВ1-2

В период 2008-2015 гг. на объекте было пробурено 12 боковых стволов.

В 2015 г. на объекте были пробурены 4 БГС.

В июле 2015 г. пробурен БГС № 652Л в кровельную часть пласта АВ₁³ из скважины № 652 находившейся в консервации. Длина горизонтального участка ствола по нефтенасыщенной части – 200 м (рисунок 1.1). Входной дебит нефти – 38,5 т/сут, дебит жидкости – 58,8 т/сут, обводненность – 34,6 %. К концу 2015 года дебит нефти снизился до 36 т/сут, дебит жидкости увеличился до 64,4 т/сут, обводненность – 44,1 %. Накопленная добыча нефти составила 5,9 тыс. т.

В августе 2015 г. пробурен БГС № 1668Л в кровельную часть пласта АВ₁³ из скважины № 1668 находившейся в консервации. Длина горизонтального участка ствола по нефтенасыщенной части – 200 м (рисунок 1.2). Входной дебит нефти – 74,1 т/сут, дебит жидкости – 95,9 т/сут, обводненность – 22,8 %. К концу 2015 года дебит нефти значительно снизился до 28,2 т/сут по причине обводнения зоны отбора скважины, дебит жидкости увеличился до 124,6 т/сут, обводненность – 77,4 %. Накопленная добыча нефти составила 7,7 тыс. т.

В ноябре 2015 г. пробурен БГС № 1470Л в кровельной и средней части пласта АВ₁³ из бездействующей скважины. Длина горизонтального участка ствола по нефтенасыщенной части – 200 м (рисунок 1.3). Скважина была запущена с дебитом нефти 8,7 т/сут, дебитом жидкости 10,6 т/сут, при обводненности 18,2%, что ниже планируемых показателей. Причина отклонения прогнозных показателей – изменение геологического строения пласта в районе БГС:

- глинизация и выклинивание среднего пропластка;
- низкие ФЕС пласта по сравнению с гидродинамической моделью, фактическая проницаемость составила от 0 до 111 мД, средняя 37 мД, модельная от 187 до 343 мД. Так же по участку отсутствует система ППД;

- изменение характера насыщения с чистонефтяного до «нефть+вода» и «вода+нефть». Накопленная добыча нефти составила 0,4 тыс. т.

В декабре 2015 г. пробурен БГС № 2208 в кровельную часть пласта АВ₁³ из скважины № 2208 находящейся в консервации. Длина горизонтального участка ствола по нефтенасыщенной части – 200 м (рисунок 1.4).

Входной дебит нефти – 26,2 т/сут, дебит жидкости – 29,7 т/сут, обводненность – 11,7 %. Накопленная добыча нефти за месяц работы скважины составила 0,4 тыс. т.

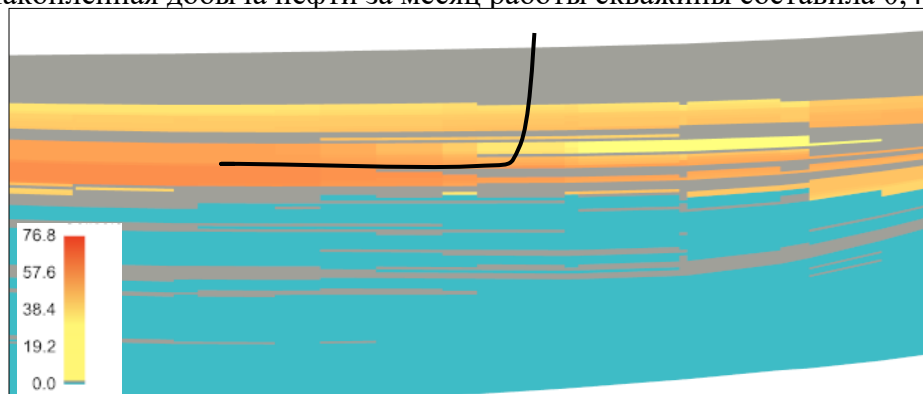


Рисунок 1.1 - Разрез куба нефтенасыщенности. Объект АВ₁-2. Скважина № 652Л

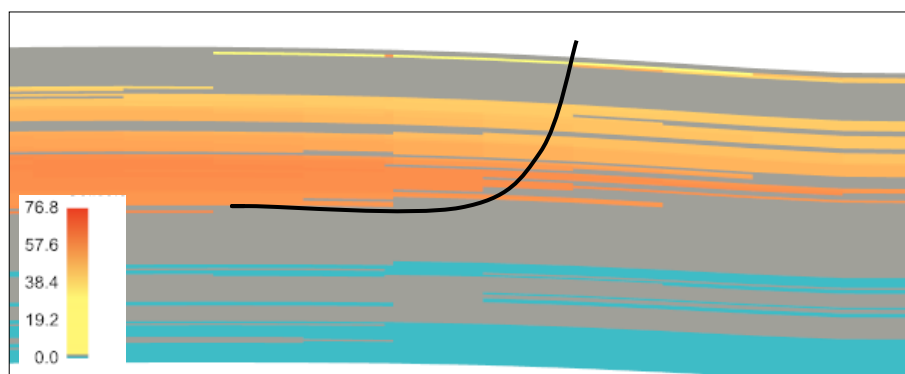


Рисунок 1.2 - Разрез куба нефтенасыщенности. Объект АВ₁-2. Скважина № 1668Л

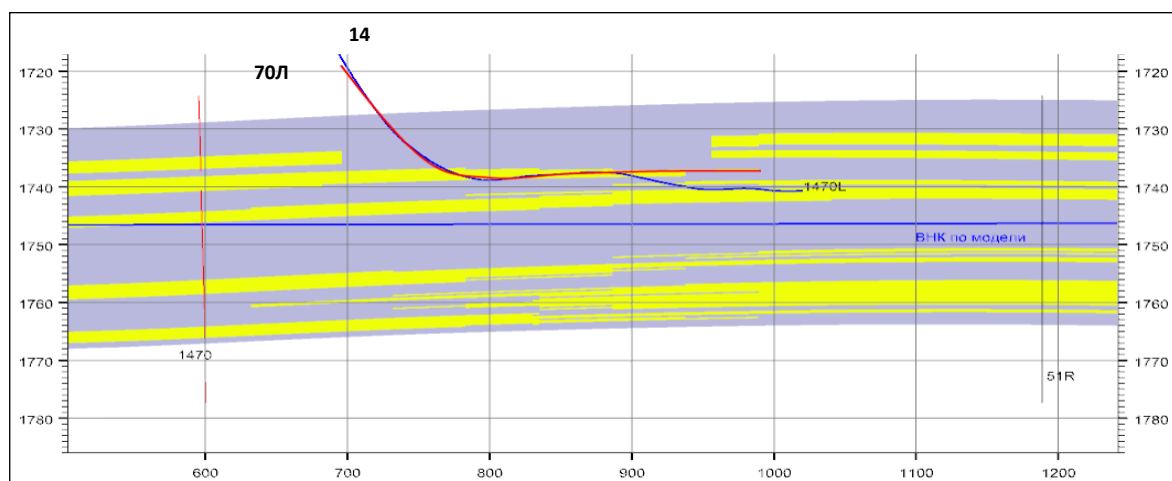


Рисунок 1.3 - Разрез куба песчаности. Объект АВ₁-2. Скважина № 1470Л

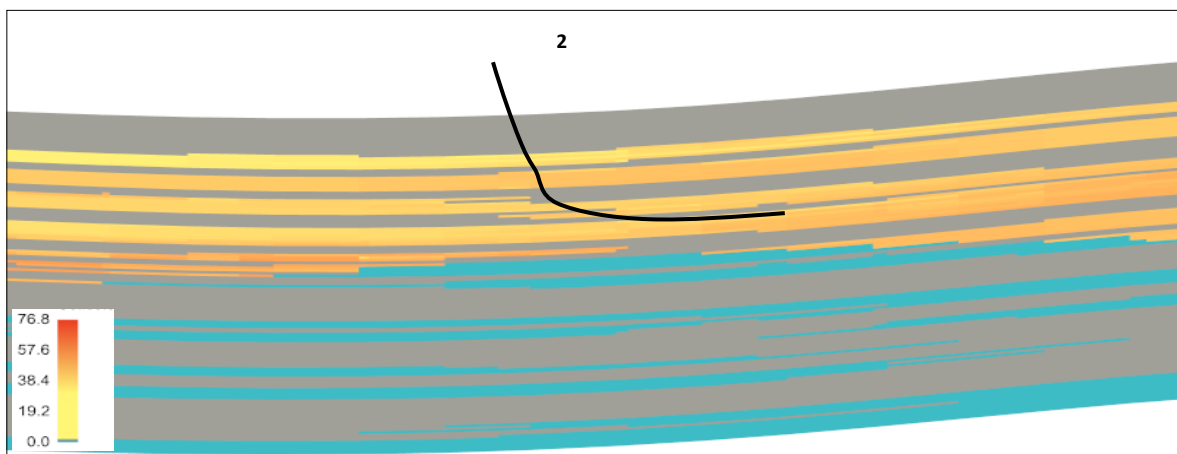


Рисунок 1.4 - Разрез куба нефтенасыщенности. Объект АВ1-2. Скважина № 2208Л
Объект БВ₆

На объекте с начала разработки пробурено девять БГС (№№ 4030Л, 5258Л, 5256Л, 5211Л, 5216Л, 5223Л, 152Л, 5230Т, 768Л). Из них один боковой ствол № 5230Т не был запущен. Все боковые стволы пробурены на Ахской залежи. Средний входной дебит нефти составил 24,4 т/сут, жидкости – 91,3 т/сут.

В 2015 году на объекте был пробурен один БГС. В декабре 2015 г. пробурили БГС № 768Л из бездействующей скважины в кровельную часть пласта. Длина горизонтального участка по нефтенасыщенной толщине – 200 м (рисунок 4.5). Входной дебит нефти – 4 т/сут, жидкости – 14,7 т/сут, обводненность – 72,7 %. Накопленная добыча нефти за месяц работы скважины составила 0,012 тыс. т.

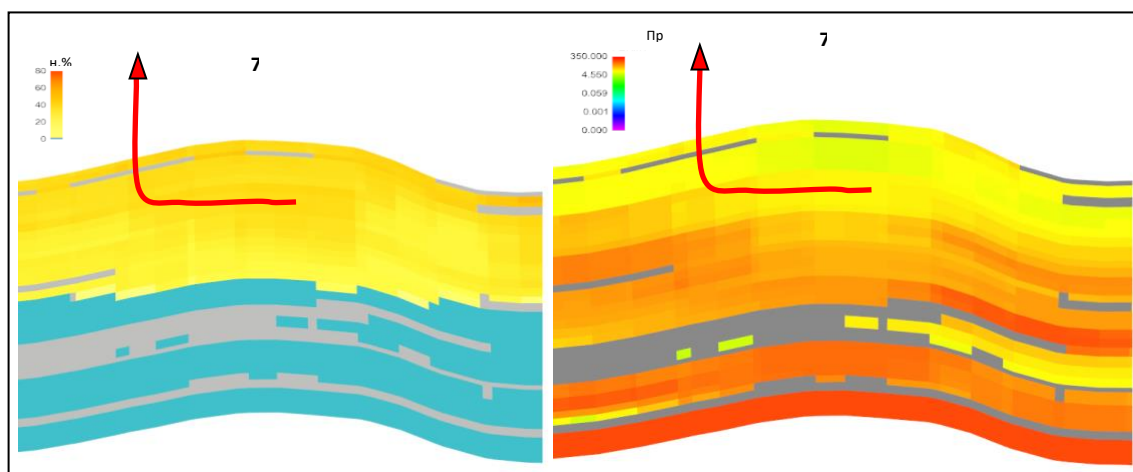


Рисунок 1.5 - Разрез куба текущей подвижной нефтенасыщенности и
проницаемости. Объект БВ₆. Р-он скважины № 768Л

Объект БВ₁₀

В 2015 году на объект впервые начато бурение боковых стволов с горизонтальным участком.

В январе 2015 г. был пробурен БГС № 2827Л в продуктивный интервал 2257,0-2258,2 м. (рисунок 1.6). В процессе бурения были выполнены ГИС по определению характера насыщения (по стволу в основном насыщение «нефть+вода»), выделен нефтенасыщенный интервал 2256,6-2258,9 м.) и проницаемости (4-9 мД). Входной дебит нефти – 17,5 т/сут, дебит жидкости – 18,5 т/сут, обводненность – 5,4 %. Начальные показатели ниже запланированных, что обусловлено более низкими ФЕС относительно проектных значений. В течение 2015 года из скважины добывали практически безводную продукцию. На 01.01.2016 г. дебиты скважины снизились – по нефти до 11,5 т/сут, по жидкости до 12,7 т/сут, обводненность – 9,9 %. Снижение дебита жидкости возможно связано с падением пластового давления в районе скважины вследствие отсутствия системы ППД в зоне отбора. Накопленная добыча нефти составила 3,9 тыс.т.

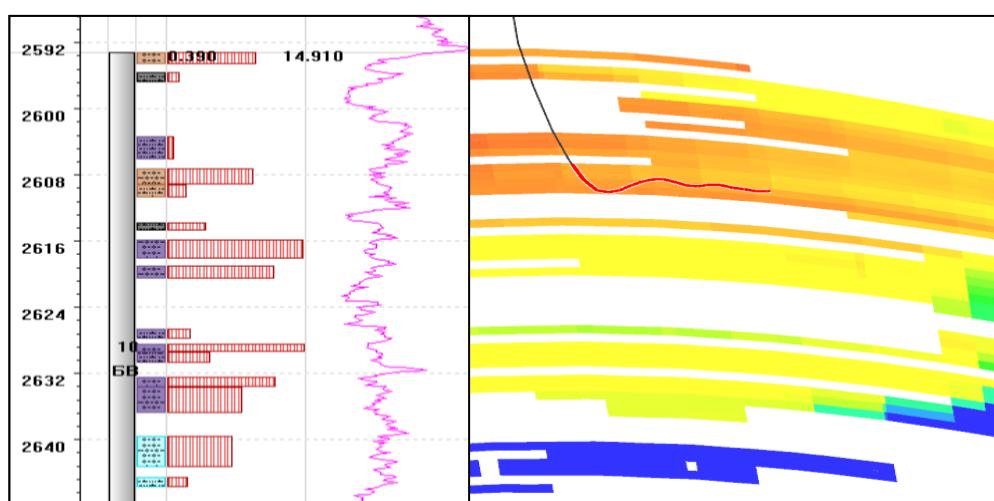


Рисунок 1.6 - Разрез куба нефтенасыщенности. Объект БВ₁₀.

Р-он скважины № 2827Л

Таким образом, в 2015 году доля добычи БГС составила 3,7 % от добычи объектов АВ₁³+БВ₆+БВ₁₀. По состоянию на 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти всех БГС – 188,4 тыс. т.

Хотелось бы отметить, что объект БВ₆ на Ахской структуре характеризуется сложными геологическими условиями, которые необходимо учитывать при размещении боковых горизонтальных стволов на залежи. Основные особенности связаны с тем, что залежь пласта по типу является водоплавающей, проницаемость увеличивается от кровли к подошве пласта, глинистые разделы между прослоями внутри пласта маломощные и невыдержанные по площади. Результаты бурения БГС на объекте БВ₁₀ так же указывают на особенности коллекторских свойств пласта связанных с низкой проницаемостью породы, что необходимо учитывать при планировании показателей добычи.

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
2. «Авторским надзором за реализацией “Технологической схемы разработки Урьевского месторождения”» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре № 996 от 14.12.2011 г.).
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах: Учебное пособие. – М.: 2011, - 165с.

УДК 622

Гиренко В.А.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОПЗ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. Для целей интенсификации и притоков с помощью обработок призабойной зоны скважин на месторождении использовались следующие технологии: НПП «Гелий», глинокислотные обработки (ГКО), соляно-кислотные обработки (СКО), КПАС (кислотный поверхностно-активный состав), ТГХВ, создание кратковременных высоких депрессий на пласт с использованием установки освоения скважин (УОС), перестрел нефтеносного интервала (ПК), ПК+Гелий, ПК+ГКО, ПК+ТГХВ, ОПЗ (ЭСТТ, МКЭ, УДОС, гидрофобизация, микроэмульсии, СГБ, СКС, НКО, СГТК, НСЛ, ГПП), акустические методы обработки.

Ключевые слова: СГБ, СКС, НКО, СГТК, НСЛ, ГПП.

Annotation. The following technologies were used for the purpose of intensification of inflows by processing the bottom-hole zone of wells in the field: NPP "helium", clay-acid treatment (GKO), salt-acid treatment (SKO), KPA (acid surface-active composition), TGHV, creation of short-term high depressions on the reservoir using the well development unit (UOS), shooting of the oil-bearing interval (PK), PK+Helium, PK+GKO, PK+TGHV, OPZ (EST, FEM, UDOS, hydrophobization, microemulsions, GBS, SCS, NCO, Sggc, hcl, GPP), acoustic processing methods.

Key words: GBS, SCS, NCO, SGC, HCL, GPP.

Все проведенные мероприятия ФХВ были направлены на обработку призабойной зоны скважин с целью восстановления или улучшения фильтрационной характеристики ПЗП за счет увеличения ее проницаемости.

Объект АВ₁₋₂

Выполнено 339 ОПЗ, из них 199 скв.-опер. на действующем фонде и 140 скв.-опер. на неработающем фонде. При проведении ОПЗ применялись следующие технологии и составы: «Аксис», волновое воздействие, «Гелий», ГКО, КПАС, МКЭ, технология «ОТО», ПК с имплозией, СКО, Элтинокс.

Суммарная дополнительная добыча нефти составила 913 тыс.т., средний удельный эффект – 2897 т/скв.-опер. или 3,1 т/сут, среднее время продолжительности эффекта – 939 сут, успешность мероприятий – 93 % (315 успешных из 339). Распределение ОПЗ по годам представлено на рисунке 4.12. Наибольшее количество мероприятий выполнено в 2006 и 2007 гг. – 76 и 73 обработки соответственно; максимальные приросты дебитов нефти отмечаются в 2005, 2008 и 2010 гг. – 3,8-4,0 т/сут. По 139 обработанным скважинам действующего фонда дебит жидкости после ОПЗ увеличился в среднем на 19 т/сут, при минимальном приросте 3 т/сут и максимальном 89 т/сут, то есть, с точки зрения прироста дебита жидкости, эффективность обработок (на действующем фонде) составила 70 %; по 14 скважинам (7 %) дебит жидкости снизился в среднем на 10 т/сут; по 46 скважинам (23 %) дебит жидкости изменился незначительно.

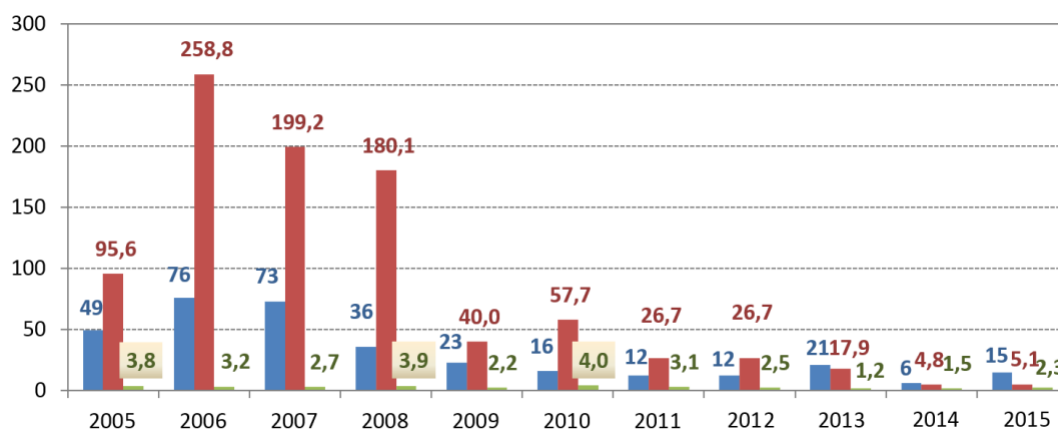


Рисунок 1.1 – Эффективность ОПЗ на объекте АВ₁₋₂ по годам

Доля скважин с ростом обводненности после проведения ОПЗ составила 28 % (56 скважин), в среднем обводненность по ним выросла на 19 %; для 97 скважин обводненность после ОПЗ уменьшилась в среднем на 16 %; по 46 скважинам обводненность изменилась незначительно.

Объект БВ

Выполнено 8 ОПЗ, из них 3 скв.-опер. на действующем фонде и 5 скв.-опер. на неработающем фонде. При проведении ОПЗ применялись следующие технологии и составы: ГКО, «Гелий», СКО и обработка растворителем.

Суммарная дополнительная добыча нефти составила 2,8 тыс.т., средний удельный эффект – 1383 т/скв.-опер. или 2 т/сут, среднее время продолжительности эффекта – 689 сут, успешность проведенных ОПЗ – 25 % (2 успешных обработки из 8).

Как видно из рисунка 4.13, на объекте БВ₆ выполнялись единичные обработки, эффект от мероприятий получен только в 2013 и 2014 гг: СКО на скважинах №№982Б и 4449. Удельный прирост дебита нефти по скважине №982Б составил 1,7 т/сут, по скважине №4449 – 2,1 т/сут. На дату анализа эффект продолжается по обоим скважинам.

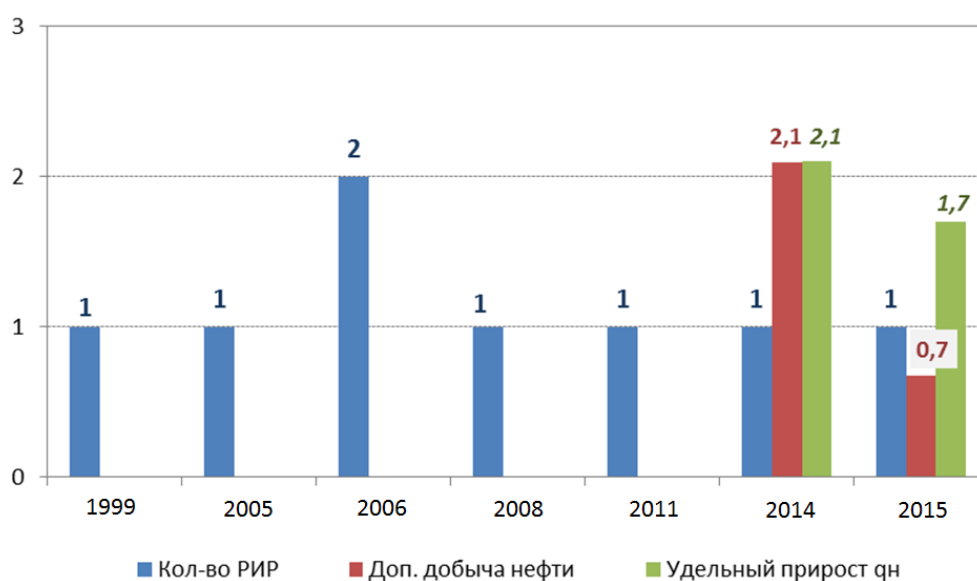


Рисунок 1.2 – Эффективность ОПЗ на объекте БВ₆ по годам

Объект БВ₈

Выполнено 5 ОПЗ, из них 3 скв.-опер. на действующем фонде и 2 скв.-опер. на неработающем фонде. При проведении ОПЗ применялись: технология «Гелий» и СКО.

Суммарная дополнительная добыча нефти составила 6,4 тыс.т., средний удельный эффект – 1281 т/скв.-опер. или 6,1 т/сут, среднее время продолжительности эффекта – 455 сут, успешность мероприятий – 100 %.

Как видно из рисунка 1.2, на объекте БВ₈ выполнялись единичные обработки, удельный прирост дебита нефти изменяется от 2,4 до 3,1 т/сут, максимальный объем дополнительной добычи получен в 2007 г. – 3,7 тыс.т.

По всем обработанным скважинам действующего фонда дебит жидкости после ОПЗ увеличился в среднем на 33 т/сут, при минимальном приросте 6 т/сут и максимальном 81 т/сут, то есть, с точки зрения прироста дебита жидкости, эффективность обработок (на действующем фонде) составила 100 %.

По одной скважине обводненность после ОПЗ снизилась на 23 %, по двум скважинам – изменилась незначительно.

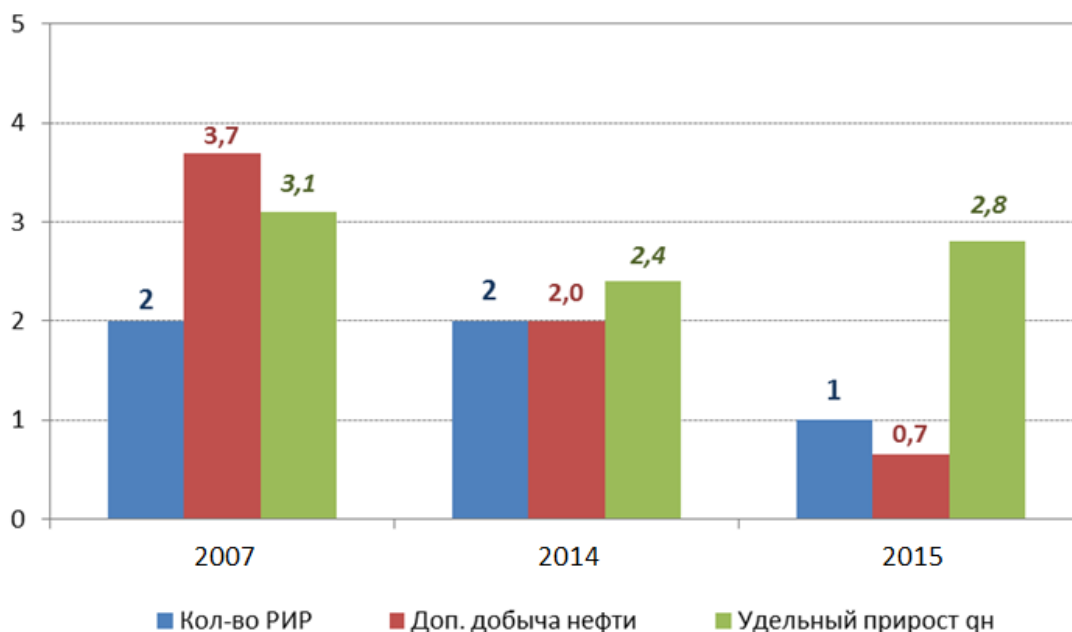


Рисунок 1.3 – Эффективность ОПЗ на объекте БВ₈ по годам

Наибольшее количество ОПЗ выполнено по технологии «Гелий» – 4 скв.-опер. (рисунок 4.15). Обработки характеризуются 100 % успешностью, удельный прирост 2,9 т/сут, дополнительная добыча – 5,5 тыс.т. СКО проведена на одной скважине: удельный прирост – 2,4 т/сут, доп. добыча – 0,9 тыс.т. На дату анализа эффект продолжается по 3 скважинам (60 % от всех успешных), обработанным в 2014-2015 гг: №№983Б, 959 и 1752.

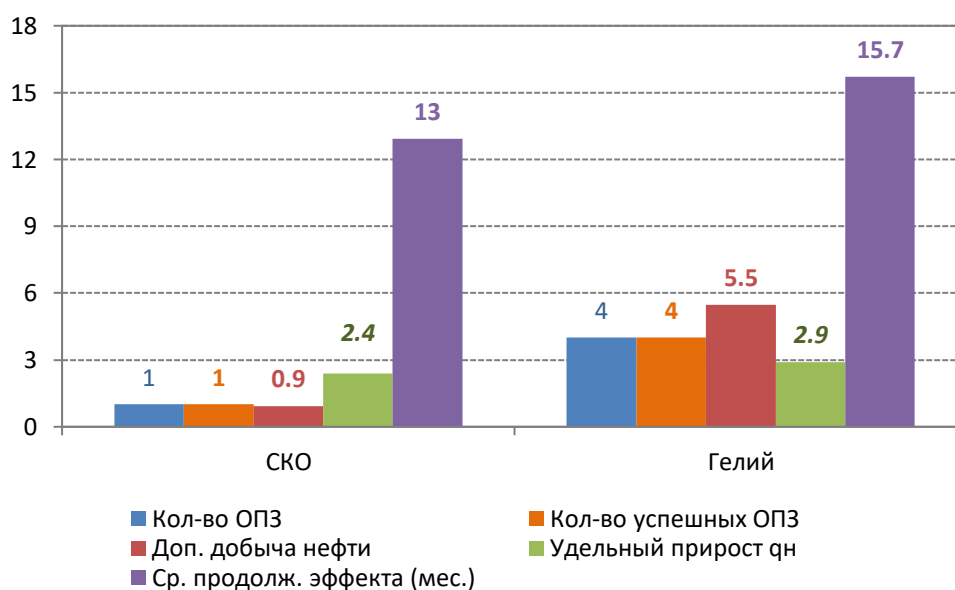


Рисунок 1.4 – Эффективность ОПЗ на объекте БВ₈ по технологиям/составам

Объект БВ₁₀

Выполнено 15 ОПЗ на действующем фонде. При проведении ОПЗ применялись следующие технологии и составы: «Гелий», ТГХВ, «Аксис» и СКО.

Суммарная дополнительная добыча нефти составила 30,6 тыс.т., средний удельный эффект – 2184 т/скв.-опер. или 5,2 т/сут, среднее время продолжительности эффекта – 422 сут, успешность проведенных ОПЗ – 93 % (14 успешных обработок из 15).

Распределение ОПЗ по годам представлено на рисунке 4.16. Наибольшее количество мероприятий выполнено в 2005 и 2015 гг. – по 3 обработки; максимальные приросты дебитов нефти отмечаются в 2015 (10,1 т/сут), 2009 и 2014 (5,1 т/сут) годах.

По 14 обработанным скважинам (93 %) дебит жидкости после ОПЗ увеличился в среднем на 13 т/сут, при минимальном приросте 2 т/сут и максимальном 31 т/сут., по 1 скважине дебит жидкости незначительно снизился (-1 т/сут). Таким образом, с точки зрения прироста дебита жидкости, эффективность обработок составила 93 %.

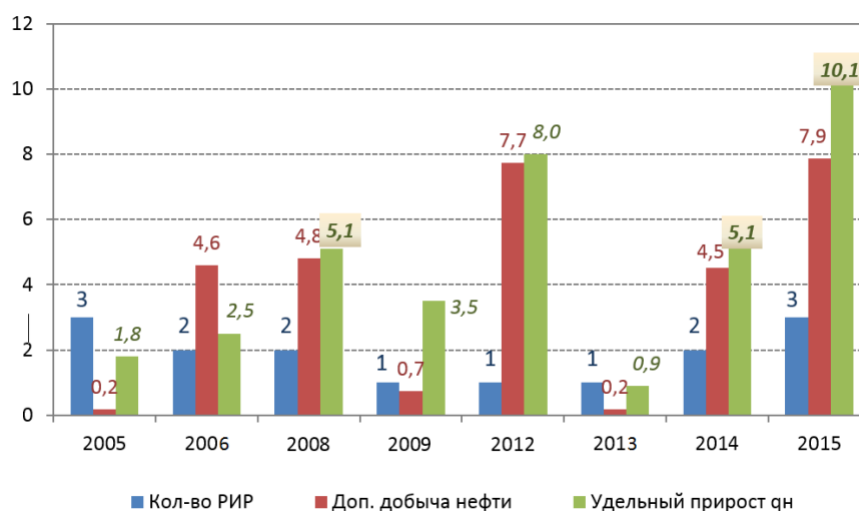


Рисунок 1.5 – Эффективность ОПЗ на объекте БВ₁₀ по годам

Доля скважин с ростом обводненности после проведения ОПЗ составила 47 % (7 скважин), в среднем обводненность по ним выросла на 19 %; Для 40 % скважин обводненность после ОПЗ уменьшилась в среднем на 7 %; по одной скважине обводненность изменилась незначительно.

Наибольшее количество ОПЗ выполнено по технологии «Гелий» – 9 скв.-опер. (рисунок 4.17). Успешность выполненных мероприятий составила 100 %. Данной технологии соответствует максимальный прирост дебита нефти – 6,0 т/сут и наибольшее время продолжительности эффекта – 16 мес.; дополнительная добыча составила – 26,7 тыс.т.

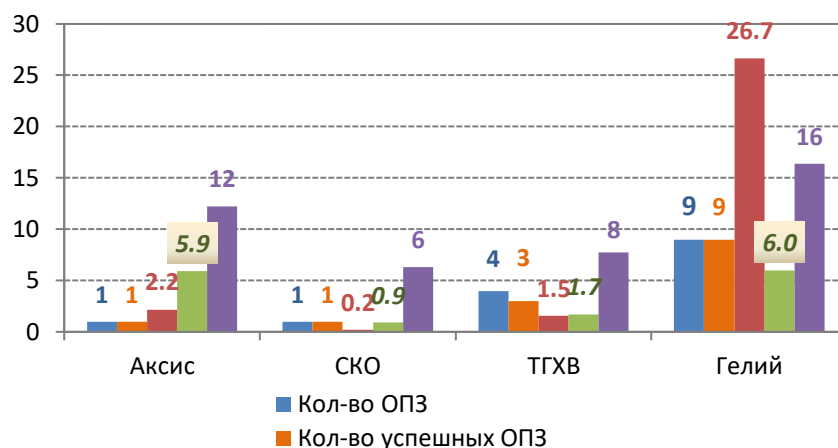


Рисунок 1.6 – Эффективность ОПЗ на объекте БВ₁₀ по технологиям/составам

Обработки ТГХВ выполнены на 4 скважинах, из них по 3 скважинам (75 %) получен технологический эффект: дополнительная добыча – 1,5 тыс.т., удельный прирост – 1,7 т/сут, продолжительность эффекта – 8 мес.

СКО выполнена на 1 скважине, прирост дебита нефти – 0,9 т/сут, время продолжительности эффекта – 6 мес., дополнительная добыча – 175 т.

Обработка составом «Аксис» так же выполнена на 1 скважине; мероприятие характеризуется высоким приростом дебита нефти – 5,9 т/сут; время продолжительности эффекта составило – 12 мес., дополнительная добыча – 2,2 тыс.т.

На дату анализа эффект продолжается по 5 скважинам (36 % от всех успешных), обработанным в 2014-2015 гг.: №№2797, 4102Н, 4108Н, 4415, 4435.

Объект Ач.т.

Выполнено 23 ОПЗ, из них 15 скв.-опер. на действующем фонде и 8 скв.-опер. на неработающем фонде. При проведении ОПЗ применялись следующие технологии и составы: «Гелий», СКО и «Элтинокс».

Суммарная дополнительная добыча нефти составила 35 тыс.т., средний удельный эффект – 1512 т/скв.-опер. или 6,1 т/сут, среднее время продолжительности эффекта – 247 сут, успешность мероприятий – 100 %.

Распределение ОПЗ по годам представлено на рисунке 1.18. Наибольшее количество мероприятий выполнено в 2015 г. – 10 обработок, в этом же году отмечается максимальные прирост дебита нефти – 9,0 т/сут и объем дополнительной добычи – 18,1 тыс.т. Следует отметить высокую эффективность ОПЗ в 2013 году: 5 обработок, прирост – 5,2 т/сут. дополнительная добыча – 6,9 тыс.т.

По всем обработанным скважинам действующего фонда дебит жидкости после ОПЗ увеличился в среднем на 11 т/сут, при минимальном приросте 1 т/сут и максимальном 27 т/сут, то есть, с точки зрения прироста дебита жидкости, эффективность обработок (на действующем фонде) составила 100 %.

Доля скважин с ростом обводненности после проведения ОПЗ составила 47 % (7 скважин), в среднем обводненность по ним выросла на 29 %; для 7 скважин обводненность после ОПЗ уменьшилась в среднем на 12 %; по одной скважине обводненность изменилась незначительно.

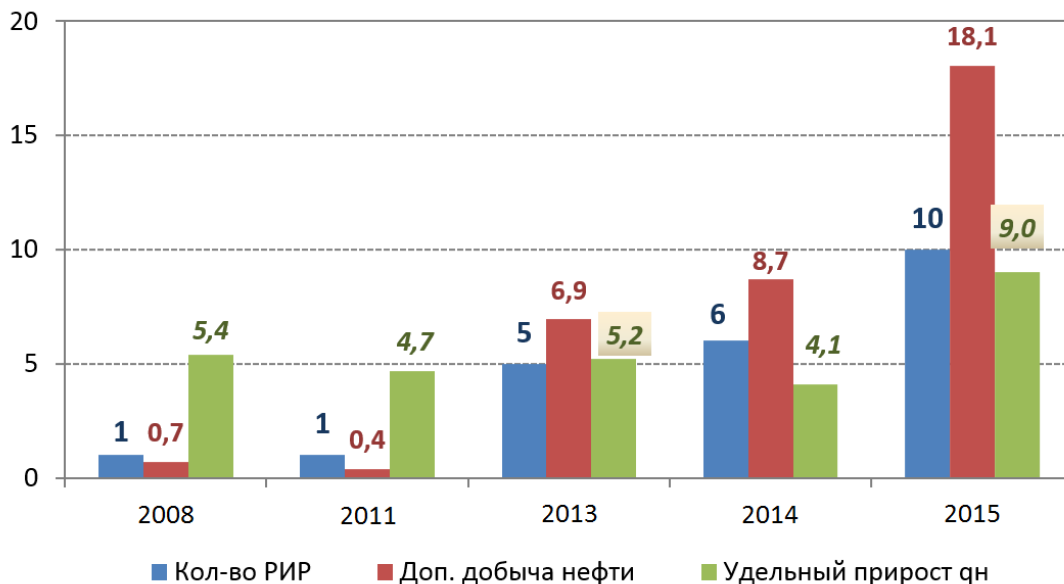


Рисунок 1.7 – Эффективность ОПЗ на объекте Ач.т. по годам

Объект ЮВ1(Западно-Урьевская залежь)

Выполнено 50 ОПЗ, из них 43 скв.-опер. на действующем фонде и 7 скв.-опер. на неработающем фонде. При проведении ОПЗ применялись следующие технологии и составы: «Аксис», «Алдинол», «Гелий», ГВВ (гидровибровоздействие), СКО и «Элтинокс».

Суммарная дополнительная добыча нефти составила 52 тыс.т., средний удельный эффект – 1038 т/скв.-опер. или 3,6 т/сут, среднее время продолжительности эффекта – 288 сут, успешность проведенных ОПЗ – 94 % (47 успешных обработок из 50).

Распределение ОПЗ по годам представлено на рисунке 4.19. Наибольшее количество мероприятий выполнено в 2015 и 2014 гг. – 27 и 12 обработок соответственно; максимальные приросты дебитов нефти отмечаются в 2015 (4 т/сут), 2013 и 2014 (3,6 и 3,5 т/сут) годах. По 36 обработанным скважинам действующего фонда (84 %) дебит жидкости после ОПЗ увеличился в среднем на 7 т/сут, при минимальном приросте 2 т/сут и максимальном 15 т/сут., по 4 скважинам дебит жидкости не изменился либо изменился незначительно, по 3 скважинам снизился в среднем на 5 т/сут.

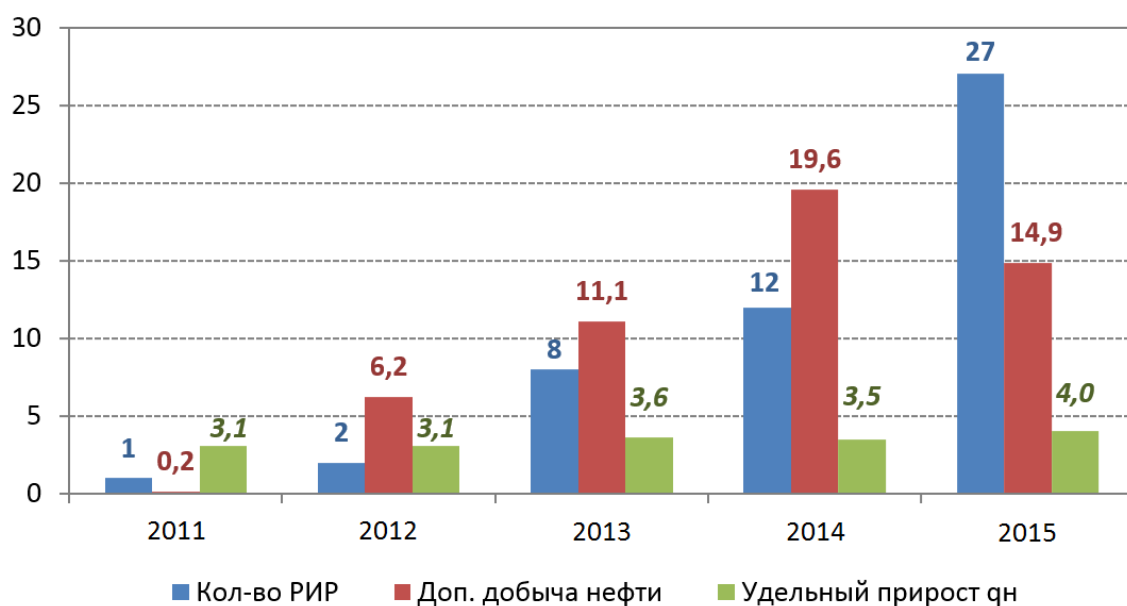


Рисунок 1.8 – Эффективность ОПЗ на объекте ЮВ₁ по годам

Доля скважин с ростом обводненности после проведения ОПЗ составила 40 % (17 скважин), в среднем обводненность по ним выросла на 9 %; для 33 % скважин обводненность после ОПЗ уменьшилась в среднем на 19 %; по 12 скважинам (28 %) обводненность изменилась незначительно.

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
2. «Авторским надзором за реализацией “Технологической схемы разработки Урьевского месторождения”» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре № 996 от 14.12.2011 г.).
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 2010. – С. 270.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2009г., 192 с.
5. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах: Учебное пособие. – М.: 2011, - 165с.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

МИРОВОЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Аннотация. На большинстве месторождений в Западной Сибири применяется заводнение пластов. Эффективность вытеснения нефти водой при обычной технологии заводнения, в большей степени, зависит от геологического строения коллектора. Эффект от такого заводнения крайне низкий. Это объясняется тем, что вытесняющая вода быстро прорывается по высокопроницаемым пропласткам или трещинам в добывающие скважины, что ведет к быстрому росту обводненности. Низкая нефтеотдача обуславливается малым охватом пласта заводнением. Исходя из этого, следует обратить внимание на гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи, которые, к тому же, являются одним из эффективных и наиболее экономичных методов. К ним относят циклическое заводнение, изменение направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости. Все эти методы являются нестационарным заводнением. Чтобы повысить эффективность заводнения неоднородных коллекторов, необходимо увеличить текущее значение коэффициента охвата пласта заводнением, за счет внедрения воды в малопроницаемые нефтенасыщенные участки. Это можно осуществить с помощью метода нестационарного заводнения.

Ключевые слова: заводнении пластов, гидродинамические методы нефтеотдачи, нефть.

Annotation. In most fields in Western Siberia, water flooding is used. The efficiency of oil displacement by water with conventional flooding technology depends to a greater extent on the geological structure of the reservoir. The effect of such flooding is extremely low. This is due to the fact that the displacement water quickly breaks through highly permeable layers or cracks in the production wells, which leads to a rapid increase in water cut. Low oil recovery is caused by low reservoir coverage by flooding. Based on this, it is necessary to pay attention to hydrodynamic methods of increasing oil recovery, which, moreover, are one of the most effective and cost-effective methods. These include cyclical flooding, changing the direction of filtration flows, and forced liquid extraction. All of these methods are non-stationary water-flooding. To increase the efficiency of flooding of heterogeneous reservoirs, it is necessary to increase the current value of the reservoir coverage coefficient by flooding, due to the introduction of water into low-permeable oil-saturated areas. This can be done using the method of non-stationary flooding.

Key words: reservoir flooding, hydrodynamic methods of oil recovery, oil.

Современные методы повышения нефтеизвлечения в той или иной степени базируются на заводнении пластов. Среди них можно выделить четыре основные группы:

1) гидродинамические методы – циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости, комбинированное нестационарное заводнение;

2) физико-химические методы – заводнение с применением активных примесей (поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочей, серной кислоты, диоксида углерода, мицеллярных растворов);

3) газовые методы – водогазовое циклическое воздействие, вытеснение нефти газом высокого давления;

4) тепловые методы – вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), пароциклическая обработка, внутрипластовое горение, использование воды как терморастворителя нефти.

Рассмотрим и проанализируем более подробно основные гидродинамические методы повышения нефтеотдачи месторождений. Характерная особенность гидродинамических методов нефтеотдачи заключается в неизменности системы расстановки нагнетательных и добывающих скважин, а также в отсутствии необходимости использовать дополнительные источники энергии, вводимые в пласт для извлечения остаточной нефти. Данные методы функционируют чаще всего при заводнении нефтяных пластов и направлены на дальнейшую интенсификацию естественных процессов нефтеизвлечения.

Нестационарное (циклическое) заводнение.

Впервые гипотеза об эффективности нестационарного заводнения была сформулирована в конце 50-х гг. XX века. Применен данный метод был впервые на Губкинском месторождении Куйбышевской области в 1964 г., где дал хорошие результаты и в последующее время быстро распространился на другие месторождения Куйбышевской области и Татарской АССР. С начала 70-х гг. метод стали внедрять на нефтяных месторождениях Тюменской области (Усть-Балыкском, Западно-Сургутском и др.). Физический смысл метода нестационарного заводнения заключается в попеременном изменении режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем нестационарных перепадов давления и изменения направлений фильтрационных потоков для вовлечения в разработку прослоев, ранее не охваченных заводнением [3]. При нестационарном заводнении в одно и то же время протекают два процесса вытеснения нефти из пласта, характерные для методов циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков.

Физическая сущность циклического заводнения представляет совокупность двух неразрывно связанных процессов: 1) внедрение воды в низкопроницаемые пропластки из высокопроницаемых; 2) удержание воды в низкопроницаемых пропластках [4]. Обязательное условие для проведения циклического заводнения: наличие гидродинамической связи между высокопроницаемым и низкопроницаемым пропластками. На рисунке 1.1 схематично показаны принципы возникновения перетоков при проведении циклического заводнения.

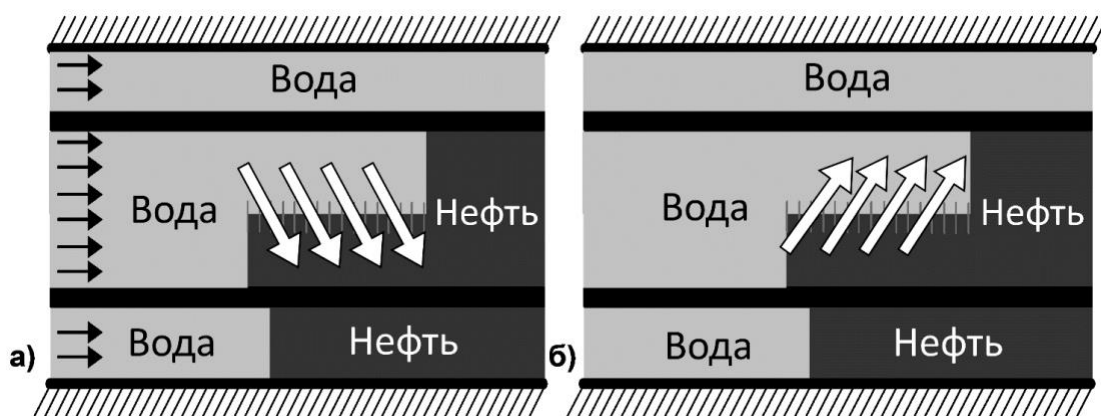


Рисунок 1.1 – Схематичное изображение зоны эффективных вертикальных перетоков: а) 1 полуцикл: закачка воды; б) 2 полуцикл: остановка нагнетательной скважины или увеличение отбора на добывающей скважине.

Привлекательность технологий, основанных на создании в пластах нестационарных процессов, состоит в отсутствии необходимости значительных затрат на их внедрение на промыслах. На любом месторождении, где обустроена система ППД и существует возможность регулирования давлениями и объемами нагнетания по участкам нагнетательных рядов или группам скважин, можно применить такой гидродинамический метод, как циклическое заводнение. Циклическое заводнение испытывалось и применялось в промышленных масштабах, как составляющая системы разработки, в большинстве нефтедобывающих районах России и стран СНГ. Первые испытания в промышленных условиях в 60-70-е годы, анализ экспериментальных и теоретических исследований позволили сформулировать основные положения руководства по проектированию и применению циклического заводнения. В 70-80-е годы по ряду месторождений составляются технологические схемы разработки с применением циклического заводнения, программы проведения опытно-промышленных работ по циклике под руководством или при участии ВНИИ. Решением ЦКР МНП от 1 августа 1974 года при проектировании разработки месторождений наряду с вариантами обычного заводнения региональные НИПИнефть обязаны были рассматривать и варианты с циклическим заводнением.

О масштабах внедрения технологий циклического заводнения в России и странах СНГ говорится в работе. Если с 1965 года опытно-промышленная закачка циклическим способом осуществлялась на 43 опытных участках 26 месторождений, то, начиная с 1975 года, метод циклического заводнения с переменной направленностей фильтрационных потоков применялся на 118 участках и залежах 48 месторождений. Работы по внедрению циклического заводнения, в основном, проводились на месторождениях Западной Сибири, Татарии и Самарской области.

Метод изменения направлений фильтрационных потоков

Практически всегда нестационарному заводнению сопутствует изменение направления фильтрационных потоков, что приводит к одновременному увеличению охвата пласта заводнением как по толщине, так и площади.

Физическая сущность изменения направления фильтрационных потоков представляет изменение по величине и направлению градиенты давления, за счет перераспределения отборов и закачки между скважинами [5]. На рисунке 1.2 приведена одна из возможных схем изменения фильтрационных потоков.

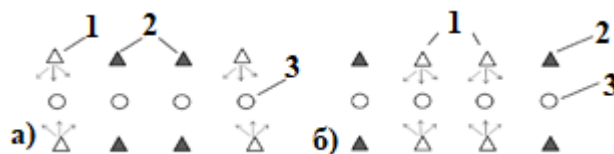


Рисунок 1.2 – Схема изменения направления фильтрационных потоков:

а) работа первой группы нагнетательных скважин; б) остановка первой группы скважин, работа второй группы нагнетательных скважин; 1 – работающие нагнетательные скважины, 2 – неработающие нагнетательные скважины, 3 – добывающие скважины.

В процессе проведения заводнения нефтяных пластов, особенно неоднородных, в них постепенно формируются поле давления и характер фильтрационных потоков, при которых отдельные участки пласта оказываются не охваченными активным процессом вытеснения нефти водой. По мере появления в добывающих скважинах воды и роста обводненности заводненные зоны образуют изолированные островки, вытеснение нефти из которых происходит только за счет капиллярной пропитки пластов водой. Поскольку эти процессы протекают медленно, снижается общая эффективность разработки. Размеры и местоположение зон, не охваченных заводнением, зависят не только от неоднородности пластов, но и от расстановки добывающих и водонагнетательных скважин, а также от общей гидродинамической обстановки в пласте, определяемой забойным давлением в скважинах и закачкой жидкости из них. Стабильная гидродинамическая обстановка в пласте обуславливает малую подвижность нефти в застойной зоне. Для вовлечения в

разработку застойных, не охваченных заводнением зон пласта необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку в нем, что достигается перераспределением отборов и закачки воды по скважинам. В результате изменения закачки меняются направленность и величины градиентов давления, за счет чего на участки, ранее не охваченные заводнением, воздействуют более высокие градиенты давления, и нефть из них вытесняется в заводненную, проточную часть пластов, чем достигается увеличение нефтеотдачи. Но в отличие от циклического заводнения метод изменения направления фильтрационных потоков не требует обязательной гидродинамической связи между пропластками. При реализации метода наряду с изменением отбора и закачки практикуется периодическая остановка отдельных скважин или групп добывающих и нагнетательных скважин. Скважины можно периодически останавливать через одну или парами. Метод предполагает одновременное ограничение отбора в одних скважинах и увеличение в других. Этот же принцип применяется для водонагнетательных скважин. При формировании программ циклического заводнения и метода перемены направлений фильтрационных потоков следует учитывать календарь климатических условий. Не рекомендуется остановка добывающих и водонагнетательных скважин в зимний период на территориях с минусовыми температурами, так как возможно замораживание воды в трубопроводах.

Форсированный отбор жидкостей

Форсированный отбор жидкостей применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает 85-90 %. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиентов давления и скорости фильтрации, обуславливающего вовлечение в разработку участков пласта и пропластков, не охваченных заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы. Таким образом, технология проведения форсированного отбора жидкости заключается в поэтапном увеличении отборов пластовой жидкости, за счет чего создается перепад давления между пропластками с различной проницаемостью. В результате нефть из нефтенасыщенного (низкопроницаемого) пропластка вовлекается в гидродинамический поток и выносится к добывающей скважине.

Первое сообщение об использовании этого метода на месторождениях Чечено-Ингушской АССР сделано В.Н. Щелкачевым в 1945 г. В Западной Сибири этот метод повышения нефтеотдачи пластов применялся на Мегионском, Самотлорском, Мамонтовском, Усть-Балыкском, Приразломном, Приобском месторождениях [6]. В последующие годы метод получил внедрение на месторождениях Апшеронского полуострова и в настоящее время используется на многих нефтепромыслах.

Ученые В.Н. Щелкачев [7], Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, Ю.Е. Батурин [8] и другие связывают положительное влияние форсированного отбора жидкости на нефтеотдачу пластов с увеличением коэффициента вытеснения нефти водой благодаря действию следующих факторов: – в гидрофильных коллекторах при увеличении скорости потока происходит вовлечение в разработку капиллярно-защемленной нефти; – в гидрофобных коллекторах в результате увеличения отборов жидкости происходит более эффективный доотмыв пленочно-связанной нефти. Форсированный отбор – наиболее освоенный метод повышения нефтеотдачи. На практике разработаны основные подходы к успешному внедрению метода. Приступать к форсированному отбору следует постепенно, увеличивая дебит скважин на 30–50 %, а затем – в 2–3 раза. Предельное значение увеличения отбора регламентируется возможностями используемого способа эксплуатации скважин. Для применения форсированного отбора необходимы насосы высокой подачи и использование газлифта, эффекта подъема жидкости за счет энергии смешанного с ней газа под давлением [9]. Техника форсирования отборов может быть самой различной: штанговые насосы при полной загрузке оборудования, электронасосы, рассчитанные на большие подачи, и др.

Список использованной литературы

1. Гуляев В.Н. Исследование и обоснование выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Гуляев Вячеслав Николаевич. – Тюмень, 2015. – 139с.
2. Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: Учебное пособие / Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И., Хайруллин Ам.Ат., Хайруллин Аз.Ам. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104с.
3. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ИП Галиуллин Д.А., – 2014. – 304 с.
4. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи. // ВНИИОЭНГ, – «Нефтепромысловое дело». – № 11. – 2013. – С. 46-52.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК МЕТОДА НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Аннотация. На поздних стадиях разработки месторождения из-за промывки пор высокопроницаемые участки становятся основными путями движения нагнетательной воды к добывающим скважинам. Выработка же малопроницаемых участков пласта, промежуточных зон в районе нагнетательного и стягивающего добывающего рядов отстает, образуются целики нефти, что ведет к быстрой обводненности добываемой продукции. Для повышения эффективности процесса заводнения и нефтеотдачи неоднородных коллекторов необходимо увеличить текущий коэффициент охвата пласта заводнением за счет внедрения воды в малопроницаемые нефтенасыщенные участки.

Ключевые слова: нефтеотдача, нефтенасыщенность, сложнопостроенные залежи.

Annotation. In the late stages of field development, due to pore washing, highly permeable areas become the main routes for pumping water to production wells. The development of low-permeable sections of the reservoir, intermediate zones in the area of the injection and tightening production rows lags behind, and oil pillars are formed, which leads to rapid water cut of the extracted products. To increase the efficiency of flooding and oil recovery of heterogeneous reservoirs, it is necessary to increase the current coefficient of reservoir coverage by flooding due to the introduction of water into low-permeable oil-saturated areas.

Key words: oil recovery, oil saturation, complex deposits.

Основные положения метода были разработаны более 40 лет назад. Физический смысл метода нестационарного заводнения определен следующим образом: попеременное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем нестационарных перепадов давления и изменения направлений фильтрационных потоков для вовлечения в процесс разработки прослоев, зон и участков пласта, ранее не охваченных заводнением. При нестационарном заводнении одновременно протекают два процесса вытеснения нефти из пласта, характерные для методов циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков.

Анализ литературных источников, посвященных теме нестационарного заводнения, показал, что области применения метода достаточно широки. Сам метод нестационарного заводнения в последние годы достаточно массово внедряют на месторождениях России.

Состояние разработки месторождений ТПП «Покачевнефтегаз» является характерным для многих месторождений регионов нашей страны. Основная группа месторождений, на долю которых приходится более 80% суммарных извлекаемых запасов нефти, вводилась в разработку до 1985 года и находится на поздней стадии разработки пластов с высокой степенью обводненности добываемой продукции.

Текущий коэффициент извлечения нефти на многих месторождениях остается за гранью достижения проектного КИН, так как обводненность продукции выше проектной и превышает 80%. Причинами быстрого обводнения продукции, как уже отмечалось выше являются прорывы воды по более проницаемым пропласткам, по трещинам ГРП в низкопроницаемых коллекторах, повышенная активность законтурной воды залежи.

Основной объем добычи нефти на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» осуществляются из пластов АВ, БВ и ЮВ (таблица 1.1), которые можно разделить на три класса коллекторов по проницаемости.

Таблица 1.1 – Классификация коллекторов по проницаемости

Средние значения:	Группы пластов		
	АВ	БВ	ЮВ
	средне-	высоко-	низко-
Проницаемости, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	128	392	22
Пористости, %	21	23	17
Нефтенасыщенности, %	59	65	56
Песчанистости, %	64	83	79
Расчлененности, д. ед.	3 - 6	2 - 3	2 - 4
Потенциальные дебиты	до 200	менее	3 - 60
Доля извлекаемых запасов, %	34,9	49,7	15,4

В структуре начальных извлекаемых запасов преобладают высокопроницаемые коллектора, на их долю приходится 49.7% запасов нефти, на долю низкопроницаемых – 15.4%, на долю среднепроницаемых – 34.9% от геологических балансовых запасов нефти.

Если учитывать тот факт, что в настоящее время остаточные запасы месторождений ТПП «Покачевнефтегаз» приурочены к низкопроницаемым коллекторам, при этом запасы высокопроницаемых объектов обводнены более чем на 90%, то вопрос о повышении коэффициента извлечения нефти становится актуальной проблемой для предприятия. Применение нестационарного заводнения влияет как на конечное, так и на текущее нефтеизвлечение. Теоретические и лабораторные данные, а также практический опыт разработки месторождений показывают, что в результате применения гидродинамических

методов ПНП можно увеличить КИН на 1 – 6 %, а по отдельным объектам на ранних стадиях разработки значительно больше.

В настоящее время эффективность метода нестационарного заводнения является, как правило, по технологическим, и особенно по экономическим показателям из-за невысоких затрат для его практической реализации.

Рассматривая альтернативные методы повышения эффективности разработки, можно сделать вывод, что наиболее эффективными являются комплексное применение физико-химических и гидродинамических методов воздействия на пласты.

Применение нестационарного заводнения влияет как на конечное, так и на текущее нефтеизвлечение. Теоретические и лабораторные данные, а также практический опыт разработки месторождений показывают, что в результате применения гидродинамических методов ПНП можно увеличить нефтеизвлечение на 1 – 6 %, а по отдельным объектам – даже значительно больше.

Реализация нестационарного заводнения технологически требует лишь небольшого резерва мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения, которая позволяет периодически менять объемы нагнетаемой воды по рядам при сохранении определенного уровня закачки, обеспечивающего заданную величину пластового давления.

Преимущества и недостатки нестационарного заводнения

Метод циклического заводнения с переменной направления фильтрационных потоков жидкости позволяет более эффективно регулировать разработку нефтяных месторождений, снижать обводненность добываемой добычи продукции или уменьшать темпы ее роста, повышать текущую и конечную нефтеотдачу пластов: на стадии разработки с обводненностью продукции до 60 % на 7-8 %, при обводненности от 60 до 80 % на 4-6 %, на завершающих стадиях разработки с обводненностью выше 90 % на 1 – 3 %.

Метод применим для нефти малой и средней вязкости, но наибольший эффект может быть получен при вытеснении маловязкой нефти в песчаных гидрофильных коллекторах.

Они могут использоваться на 3-4 стадии разработки залежей, однако абсолютный прирост добычи нефти находится в прямой зависимости от величины остаточных запасов. Поэтому желательно применение методов на объектах с большими остаточными запасами нефти, где по данным текущего геолого-промыслового анализа наблюдается резкое ухудшение процесса вытеснения и прогрессирующее обводнение скважин.

Увеличение нефтеотдачи может быть достигнуто и на поздней стадии разработки залежей, однако, чем позднее стадия, на которой осуществляется изменение направления

потоков, тем больше необходимо отобрать жидкости для достижения одного и того же прироста нефтеотдачи.

В период применения циклического воздействия необходимо постоянно определять технологический эффект от мероприятия, и в случае его отсутствия применять циклическое заводнение вместе с методом изменения направления фильтрационных потоков. Варианты циклического заводнения следует выбирать после тщательного анализа выработки запасов нефти, дифференцированно для каждой зоны пласта. Они должны позволять изменять направление фильтрационных потоков таким образом, чтобы вовлечь в активную разработку запасы тупиковых застойных зон и низкопроницаемых пропластков. Оптимальный вариант также необходимо определять с учетом коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей.

Объект нестационарного заводнения должен обладать хорошо развитой системой ППД, позволяющей варьировать эксплуатацией фонда нагнетательных скважин. Значительную эффективность следует ожидать на залежах, разрабатываемых при малоинтенсивных (законтурных, приконтурных) системах заводнения, либо на естественном упруго-водонапорном режиме. Используемая до начала применения метода внутриконтурная система ППД должна обладать некоторым резервом приемистости нагнетательных скважин или избыточным пластовым давлением, что позволит проводить воздействие без существенного снижения динамического уровня в добывающих скважинах.

Критерии выбора объекта для применения нестационарного заводнения

Поскольку всем продуктивным пластам присущи одни и те же общепринятые характеристики – песчанистость, зональная и послойная неоднородность, степень выработки запасов, то для более эффективного проектирования и реализации нестационарного заводнения необходимо проведение анализа по геологическим характеристикам.

Критерии выбора объектов для применения нестационарного заводнения выбираются на основе различных показателей разработки месторождения, приведенные в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные критерии эффективного применения нестационарного заводнения по эксплуатационным объектам месторождений.

Показатели	Рекомендуемые условия применения метода
Макро-неоднородность	1. Высокая слоистость – от 2-х пропластков с наличием гидродинамической связи, 2. Слоистая неоднородность по проницаемости 3. Зональная неоднородность по проницаемости – отличие по скважинам от 4 до 100 раз;
Тип коллектора	Терригенный, поровый, гидрофильный
Средняя нефте-насыщенность S_0 , д. ед.	0.45 - 0.75 (обязательное условие для связанных пропластков – S_0 более 0.35)
Вязкость	Нефть малой вязкости (менее 10 мПа*с)
Газосодержание	5 – 50 м3/т
Система воздействия	1. Небольшие размеры блоков, элементов; 2. Сформированная система ППД;

В результате проведенного анализа определяется пригодность объекта разработки для применения нестационарного заводнения. Эффективность реализации нестационарного заводнения во многом зависит от правильности выбора участка на основе геолого-промысловой информации. Выбор перспективных участков для проектирования реализации нестационарного воздействия с учетом текущего состояния разработки на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» проводился с использованием разработанной в ООО «Когалым-НИПИнефть» методики, которая позволяет выделить объекты, подходящие для эффективного применения нестационарного заводнения.

Список использованной литературы

1. Гуляев В.Н. Исследование и обоснование выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Гуляев Вячеслав Николаевич. – Тюмень, 2015. – 139с.

2. Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: Учебное пособие / Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И., Хайруллин Ам.Ат., Хайруллин Аз.Ам. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104с.

3. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ИП Галиуллин Д.А., – 2014. – 304 с.

4. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи. // ВНИИОЭНГ, – «Нефтепромысловое дело». – № 11. – 2013. – С. 46-52.

УДК 622

Заитханов И.Э.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

**ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Аннотация. В данной статье рассмотрены промысловые данные по исследованию эффективности технологии нестационарного заводнения для разработки сложнопостроенных залежей.

Ключевые слова: сложнопостроенные залежи, Кечимовское месторождение, нефть.

Annotation. This article discusses field data on the study of the effectiveness of non-stationary flooding technology for the development of complex deposits.

Keywords: structurally complex deposits, Kechimovskoye field, oil.

После построения карт распределения комплексного параметра F_{co} по площади промыслового объекта и определении благоприятных участков для гидродинамического воздействия проводится краткий анализ текущего состояния показателей работы скважин.

В настоящее время большая часть остаточных запасов нефти месторождения остается в низкопроницаемых коллекторах, при этом запасы высокопроницаемых объектов обводнены более чем на 80 %, то вопрос о повышении коэффициента извлечения нефти становится актуальной проблемой для предприятия. Применение нестационарного заводнения влияет как на конечное, так и на текущее нефтеизвлечение. Теоретические и лабораторные данные, а также практический опыт разработки месторождений показывают, что в результате применения гидродинамических методов ПНП можно увеличить КИН на 1 – 6 %, а по отдельным объектам на ранних стадиях разработки – значительно больше.

Кечимовское месторождение введено в эксплуатацию в 1995 году. Основными эксплуатационными объектами считаются АВ₁₋₂ и ЮВ₁. Месторождение находится на стадии разбуривания. С целью поддержания пластового давления закачка воды на месторождении организована спустя три года после начала эксплуатации, в 1998 году.

Объект АВ₁₋₂

Залежь пластовая сводовая, общая площадь нефтеносности категории ВС₁ составляет 315184 тыс. м², средняя нефтенасыщенная толщина – 4,4 м. Начальные геологические запасы объекта по категории ВС₁ составляют 129117 тыс. т, начальные извлекаемые запасы – 39963 тыс. т. КИН – 0,31 д. ед., числящиеся на Гос. балансе.

Объект введен в разработку в 1995 г., характеризуется низкой степенью выработки запасов, отбор от НИЗ составляет 27,5 % при обводненности продукции 84 %. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,08. В качестве объектов исследования выбраны участки объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения (под номерами 1 и 2), удовлетворяющие основным критериям применения нестационарного заводнения. Объект АВ₁₋₂ включает в себя пласты АВ₁³ и АВ₂. Вследствие наличия зон слияния эти пласты представляют собой единый гидродинамический резервуар.

Для учёта гидродинамической связности пропластков и других параметров, благоприятствующих эффективности циклического заводнения, построена карта распределения комплексного параметра F_{co} (комплексный параметр геологической благоприятности для циклического заводнения), рассчитываемого по каждой скважине (рисунок 1.1).

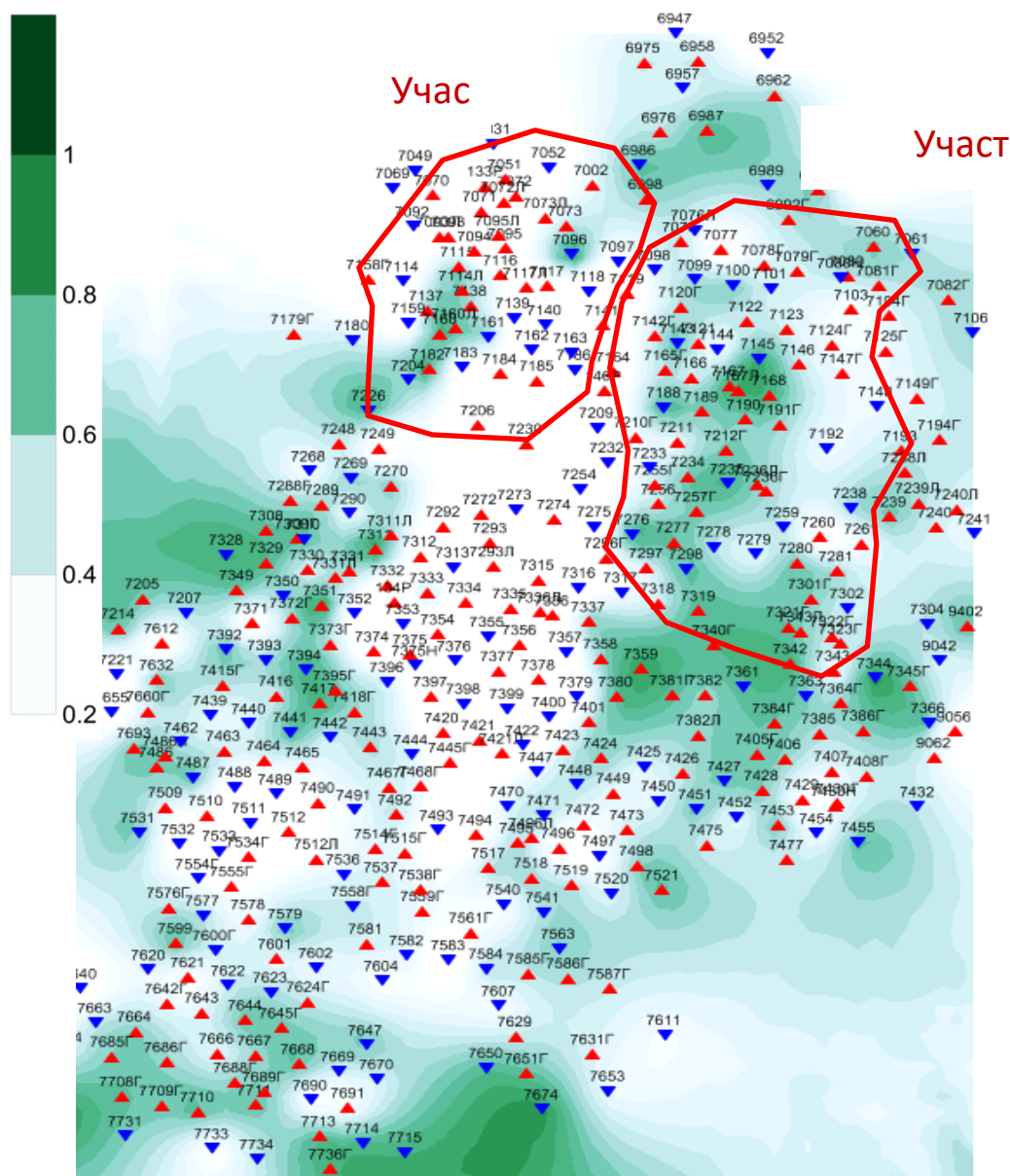


Рисунок 1.1 – Карта распределения комплексного параметра геологической благоприятности F_{co} по объекту АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения с указанием границ участков нестационарного заводнения

Участки НЗ соответствует области пласта с наличием разнопроницаемых литологически связанных пропластков, определённых на основании результатов геофизических исследований скважин, на участке № 2 разнопроницаемые гидродинамически пропластки расположены в центре блока. Далее по тексту рассмотрим каждый из участков, выбранных на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения по отдельности.

Участок № 1 для проведения работ по нестационарному заводнению на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения, как показано на рисунке 1.2, расположен на северо-востоке этого объекта, границы этого участка показаны красной линией.

Пласт АВ₁³ на участке характеризуется однотипностью строения по разрезу и выдержанностью отложений по площади, обладает ухудшенными ФЕС: $h_{nn} - 5,2$ м, $k_n -$

0,231 д. ед., $k_{пр} - 34 \cdot 10^{-3}$ мкм², $k_n - 0,536$ д. ед. (в целом по пласту). Пласт АВ₂ представлен континентальными и переходными осадкообразованиями, отличается высокой литологической неоднородностью, обусловленной чередованием глинистых и песчано-алевритовых слоев разной толщины. Пласт полностью подстилается водой. Средняя нефтенасыщенная толщина $h_{нн} - 7,2$ м, $k_n - 0,25$ д. ед., $k_{пр} - 351 \cdot 10^{-3}$ мкм², $k_n - 0,604$ д. ед. Геолого-физическая характеристика коллекторов пласта АВ₁₋₂ в пределах участка № 1 на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения приведена в таблице 3.1.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика пластов коллекторов по участку № 1 НЗ объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

Показатели	АВ ₁ ³	АВ ₂
Тип коллектора	терригенный поровый	
Нефтенасыщенная толщина – $h_{нн}$, м	5.15	7.24
Пористость – k_n , д. ед.	0.231	0.25
Нефтенасыщенность – k_n , д. ед.	0.536	0.604
Проницаемость – $k_{пр}$, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	34.6	350.5
Расчлененность, ед.	2	3
Вязкость – μ , мПа*с	3.62	3.62
Газосодержание, м ³ /т	38	46
Давление насыщения – $P_{нас.}$, МПа	9.6	9.6

На рисунке 1.2 показаны разрезы кубов текущей нефтенасыщенности (слева) и проницаемости (справа) по линии скважин 7186-7164-7166-7145-7146-7083. На этом рисунке видно, что пласт АВ₁³ имеет проницаемость по разрезу от 1 до 100 $\cdot 10^{-3}$ мкм², по пласту АВ₂ проницаемость лежит преимущественно в диапазоне от 100 до 200 $\cdot 10^{-3}$ мкм², ВНК находится только в пределах уровней в пределах одного пласта АВ₂ на участке № 1.

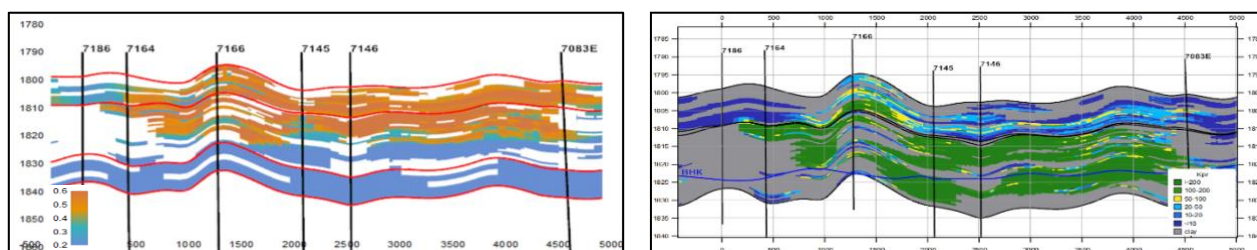


Рисунок 1.2 – Текущая нефтенасыщенность (слева) и проницаемость (справа) объекта АВ₁₋₂ по линии скважин 7186-7164-7166-7145-7146-7083

На рисунке 1.3 показаны разрезы кубов текущей нефтенасыщенности (слева) и проницаемости (справа) по линии скважин 7076-7099-7143-7211-7234-7319. На этом рисунке видно, что по объекту АВ₁₋₂ распределение проницаемости по пластам АВ₁³ и АВ₂ аналогично, как и по разрезу по скважинам 7186-7164-7166-7145-7146-7083 (рисунок 3.6).

ВНК также имеется только в пределах пласта АВ₂, с тем лишь отличием, что он заполнен пластовой водой в меньшем объёме.

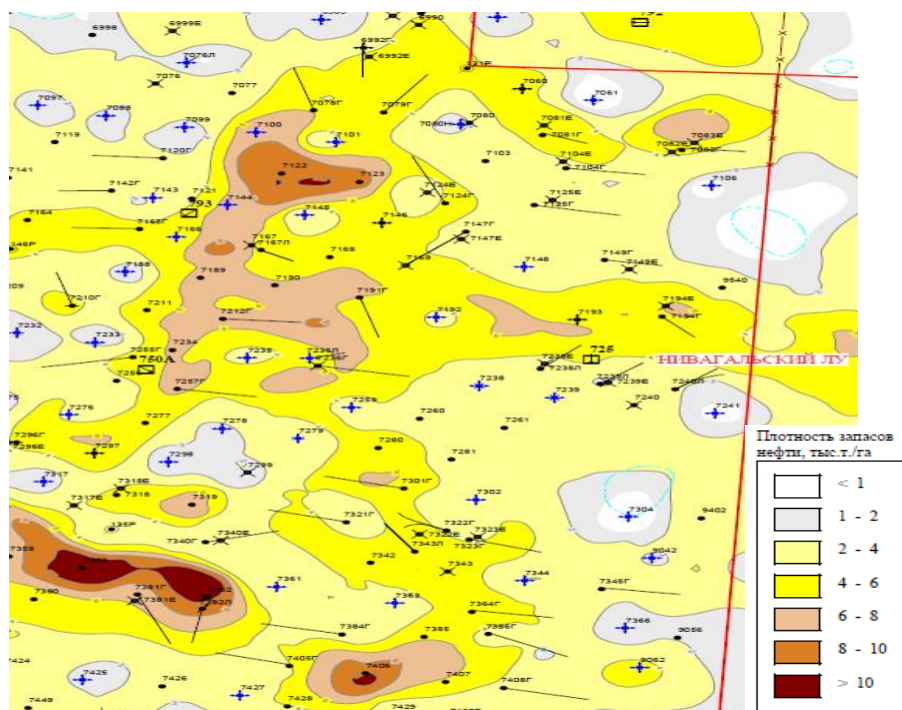


Рисунок 1.3 – Текущая нефтенасыщенность (слева) и проницаемость (справа) объекта АВ₁₋₂ по линии скважин 7076-7099-7143-7211-7234-7319

Распределение подвижных извлекаемых запасов по участку № 1 объекта АВ₁ по состоянию на 01.01.2014 г. приведено на рисунке 3.8. Темп отбора от НИЗ на 01.01.2019 г. – 3,5 %, от ТИЗ – 13,0 %. Остаточные извлекаемые запасы участка составляют 1872 тыс. т.

Участок № 1 НЗ пласта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения соответствует области пласта с относительно высокими остаточными текущими извлекаемыми запасами, плотность которых на нескольких скважинах превышает более 10 тыс.т/га. Накопленная добыча жидкости на этом участке составила 29 289 тыс. т, накопленная закачка воды – 24 180 тыс. м³, накопленный ВНФ – 3,7 т/т. Карта распределения подвижных извлекаемых запасов по участку №1 на 01.01.2018 г. представлена на рисунке 1.4.

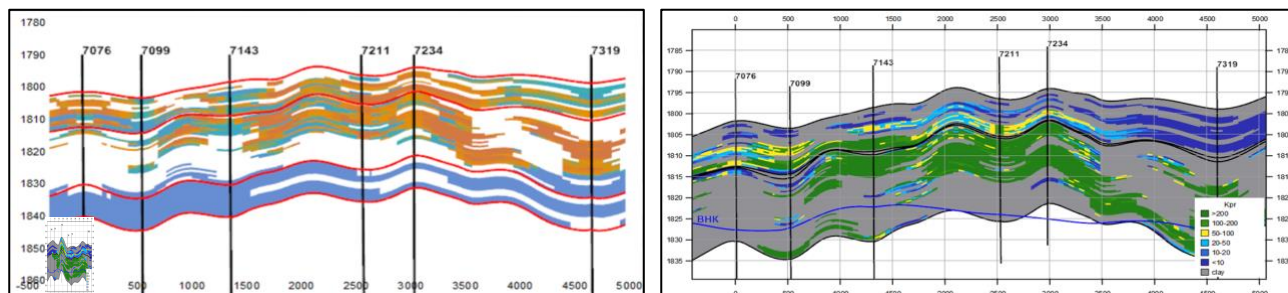


Рисунок 1.4 – Распределение подвижных извлекаемых запасов по участку №1 объекта АВ₁₋₂ по состоянию на 01.01.2018 г. Кечимовское месторождение

Рассматриваемый участок разрабатывается с 1995 г. Накопленная добыча нефти на 01.01.2019 г. составляет 3280 тыс. т, отбор от НИЗ – 77,2 %, текущий КИН – 0,331 д. ед. Накопленный отбор жидкости – 29289 тыс. т, ВНФ – 11,3. За 2018 г. добыто 280,9 тыс. т нефти и 33279,5 тыс. т жидкости. Обводненность продукции составила – 91,4 %. Темп отбора от НИЗ – 3,5 %, от ТИЗ – 13,0 %.

Закачка воды массово ведется с 2006 г. На участке реализована очаговая система заводнения. С начала разработки закачано 24 180 тыс. м³ воды, за 2018 г. закачка воды составила 2 600 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой – 78 %, текущая – 86 %. Основные показатели выработки запасов по участку № 1 на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные показатели выработки запасов участка №1

Показатели	АВ ₁₋₂ Участок № 3
Запасы по сост. 01.01.2019, тыс. т	
геологические запасы	18634
извлекаемые запасы	8121
КИН	0.429
Текущие показатели разработки (на 01.01.2019 г.)	
Дебит нефти, т/сут	9.0
Дебит жидкости, т/сут	105.4
Обводненность, %	91.4
Приемистость, м ³ /сут	162.1
Действующий фонд, шт.	
добывающий	94
нагнетательный	55
Соотношение доб/нагн текущее	1.8
Показатели разработки на 01.01.2019 г.	
Годовой отбор, тыс. т	
нефти	280.9
жидкости	3279.5
закачка, тыс.м ³	2600.1
Темп отбора от НИЗ, %	3.5
Темп отбора от ТИЗ, %	13.0
Обеспеченность, лет	25
Накопленная добыча, тыс. т	
нефти	6 249
жидкости	29 289
закачка, тыс.м ³	24 180
Перебывавший фонд, шт.	
в добыче	103
под закачкой	62

соотношение доб/нагн реализованное	1.7
Отбор на скважину, тыс. т	43.0
ВНФ, д. ед.	3.7
Отбор от НИЗ, %	77.2
Текущий КИН, д. ед.	0.330
Прокачка, д. ед.	1.24
Текущая компенсация	78.1
Накопленная компенсация	86.2
Текущие извлекаемые запасы, тыс. т	1 872
Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т	1 765

На 01.01.2019 г. действующий фонд составлял 94 добывающих и 55 нагнетательных скважин. Скважины работают со средним дебитом нефти 9,0 т/сут, жидкости – 105,4 т/сут, обводненностью – 91,4 %. Обводненность 31 % фонда превышает 95 %. Эксплуатация пластов осуществляется как самостоятельным (по 21 скважине на пластах АВ₁³ и АВ₂), так и совместным фондом скважин (52 скважины на объекте АВ₁³+АВ₂) – 55 % реализованного по участку фонда.

В целом анализ изменения технологических показателей разработки по добывающим скважинам, на которые направлено нестационарное заводнение, а также оценка дополнительной добычи нефти подтвердили эффективность данной технологии, а также перспективность ее дальнейшего применения.

Список использованной литературы

1. Гуляев В.Н. Исследование и обоснование выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Гуляев Вячеслав Николаевич. – Тюмень, 2015. – 139с.
2. Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: Учебное пособие / Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И., Хайруллин Ам.Ат., Хайруллин Аз.Ам. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104с.
3. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ИП Галиуллин Д.А., – 2014. – 304 с.
4. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи. // ВНИИОЭНГ, – «Нефтепромысловое дело». – № 11. – 2013. – С. 46-52.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО КЕЧИМОВСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Аннотация. Основными задачами проводимого анализа являются выявление закономерностей механизма выработки запасов нефти и уточнение местоположения остаточных запасов по площади и разрезу пластов с целью обоснования комплексных геолого-технологических мероприятий, направленных на совершенствование состояния разработки и достижение утвержденной величины коэффициента нефтеизвлечения.

Ключевые слова: нефтеизвлечение, запасы нефти, водонасыщенный пласт АВ₃.

Annotation. The main objectives of the analysis are to identify the regularities of the mechanism of oil reserves development and to clarify the location of residual reserves by area and section of formations in order to justify complex geological and technological measures aimed at improving the state of development and achieving the approved value of the oil recovery coefficient.

Key words: oil recovery, oil reserves, water-saturated AB₃ formation.

На всей территории распространения пласты АВ₁³ и АВ₂ образуют гидродинамически связанный резервуар, что послужило основанием для их объединения в единый эксплуатационный объект.

Особенностями геологического строения, определяющими характер выработки запасов нефти, являются:

- Пласты характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами: пористость по верхнему пласту АВ₁³ составляет 22 %, по пласту АВ₂ – 24 %, средняя проницаемость - $47,5 \times 10^{-3}$ мкм² и $314,9 \times 10^{-3}$ мкм² соответственно;
- Пласты обладают высокой степенью неоднородности. Расчлененность верхнего пласта - от 3 до 4, нижнего - от 1 до 7;
- Пласт АВ₁³ имеет достаточно однородное строение и представлен коллекторами в пределах всей площади залежи;
- Пласт АВ₂ характеризуется высокой степенью неоднородности;
- Пласт АВ₁³ в основном представлен чисто нефтяной зоной (за исключением краевых участков);
- Пласт АВ₂ на значительной части площади представлен водонефтяной зоной, как с контактной, так и неконтактной водой. Кроме того, на отдельных участках площади пласт АВ₂ отделен от водонасыщенного пласта АВ₃ небольшой глинистой перемычкой.

На рисунке 1.1 приводятся характеристики вытеснения, представленные в виде графических зависимостей коэффициента нефтеизвлечения от обводненности, накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости, отбор от начальных извлекаемых запасов от темпа отбора от НИЗ, построенных по фактическим показателям разработки.

Представленные характеристики вытеснения свидетельствуют о том, что при сложившихся тенденциях в разработке объекта, достижение утвержденного КИН (0,321) представляется проблематичным.

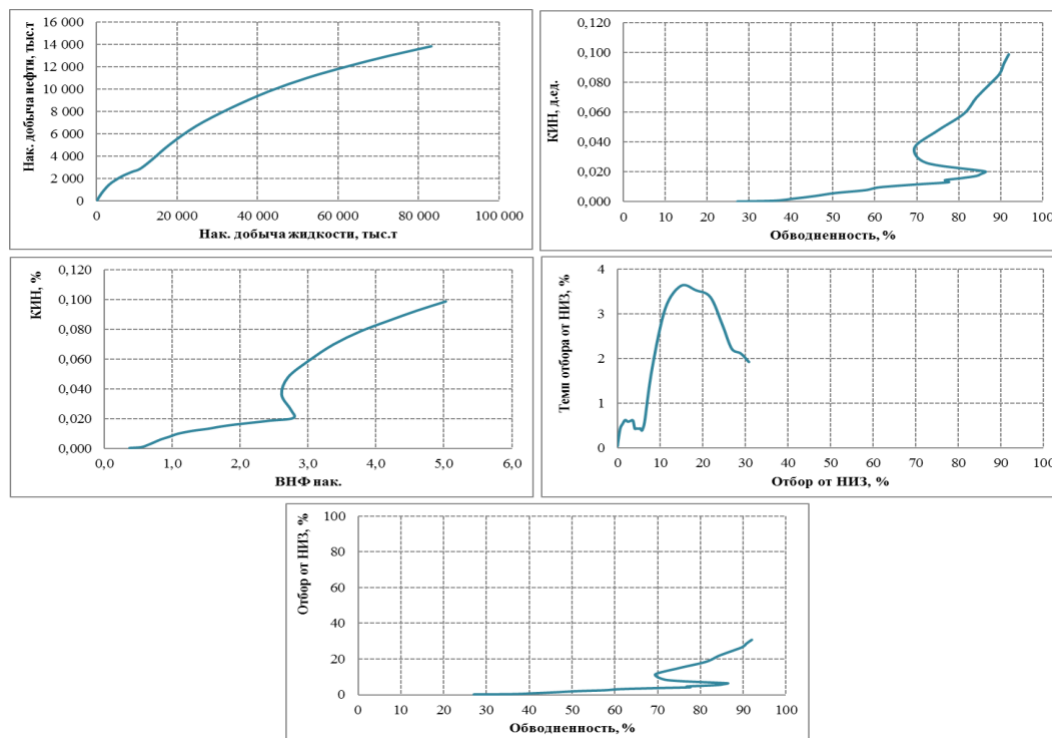


Рисунок 1.1 – Характеристики вытеснения. Объект АВ₁₋₂. Кечимовское месторождение

С целью оценки добывных возможностей пластов АВ₁³ и АВ₂, а также степени выработки запасов нефти по каждому из них, были привлечены технологические показатели по группам скважин, вскрывшим тот или иной пласт. В данном случае для анализа использованы показатели работы скважин, в которых в процессе эксплуатации не осуществлялось мероприятий по приобщениям пластов, дострелам и изоляциям, т.е. скважин, в которых вскрытие перфорацией одного эксплуатационного объекта или сочетания объектов в течение периода разработки не менялось.

Сопоставление основных технологических показателей разработки по скважинам, вскрывшим различные пласты, приводится в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Сопоставление технологических показателей по группам скважин, вскрывших различные пласты. Объект АВ₁₋₂

Показатели	АВ ₁ ³	АВ ₂	АВ ₁ ³ +АВ ₂
Кол-во скважин, участвовавших в добыче	49	55	92
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1384,8	2997,5	4122,9
Накопленная добыча нефти, тыс.т на 1 скв.	28,3	54,5	44,8
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	8744,1	19775,4	25412,5
Средний дебит нефти за период разработки, т/сут	12,0	25,4	12,7
Средний дебит жидкости за период разработки, т/сут	75,6	167,5	78,1
Средний дебит нефти в 2017 г., т/сут	9,5	19,2	6,8
Средний дебит жидкости в 2017 г., т/сут	110,6	198,0	105,4
Текущая обводненность в 2017 г., %	91,4	90,3	93,5
ВНФ, доли ед	5,3	5,6	5,2

Из приведенных данных видно, что накопленная добыча нефти по самостоятельному фонду пласта АВ₁³ составляет 1384,8 тыс.т. Скважины эксплуатировались со средним дебитом нефти 12 т/сут, жидкости – 75,6 т/сут. Накопленная добыча нефти на одну скважину составила 28,3 тыс.т.

Накопленная добыча нефти по самостоятельному фонду пласта АВ₂ составила 2997,5 тыс.т, на одну скважину – 54,5 тыс.т. Средний дебит нефти за весь период эксплуатации – 25,4 т/сут, жидкости – 167,5 т/сут.

По скважинам, совместно вскрывшим пласты АВ₁³ и АВ₂ зафиксированы следующие результаты. Всего добыто 4122,9 тыс.т нефти, средний дебит нефти за период эксплуатации – 12,7 т/сут, жидкости – 78,1 т/сут. Накопленная добыча нефти на одну скважину составила 44,8 тыс.т, что ниже, чем по самостоятельному фонду пласта АВ₂ и выше, чем по самостоятельному пласта фонду АВ₁³.

При суммировании величин накопленной добычи нефти на скважину по самостоятельному фонду пластов АВ₁³ и АВ₂ получается цифра 82,8 тыс.т, что примерно в 1,8 раз выше показателя по совместным скважинам (44,8 тыс.т). Тот факт, что суммарные показатели по скважинам, эксплуатирующим совместно два объекта не превышают, а даже уступают показателям по скважинам, эксплуатирующим пласты самостоятельно, косвенно свидетельствует о неравномерности выработки запасов нефти отличающихся по геологическому строению продуктивных пластов, в данном случае - АВ₁³ и АВ₂. В этом случае усиливается фактор геологической неоднородности, интенсифицируя процесс

опережающей отработки запасов высокопроницаемых интервалов разреза и обуславливая прогрессирующее обводнение скважин. В то же время значительный объем запасов нефти средне- и низкопродуктивных коллекторов остается неохваченным воздействием или вовлекается в разработку в существенно меньшей степени.

По данным гидродинамического моделирования геологические запасы нефти объекта АВ₁₋₂ составляют 141634 тыс.т (расхождение с числящимися на госбалансе – 2776 тыс.т или 1,9 %), что свидетельствует об адекватности построенной модели и правомерности ее использования для оценки выработки запасов нефти.

По данным моделирования, максимальная доля запасов нефти (31,9 %) сосредоточена в нефтенасыщенных пропластках толщиной 6 – 10 м. Доля запасов в нефтенасыщенных пропластках толщиной 10 – 14 м – 28,7 %, 14 – 18 м – 14,2 %, в нефтенасыщенных пропластках более 18 м – 6,3 %. Доля запасов в пропластках толщиной менее 6 м - 18,8 % геологических запасов объекта (рисунок 1.2).

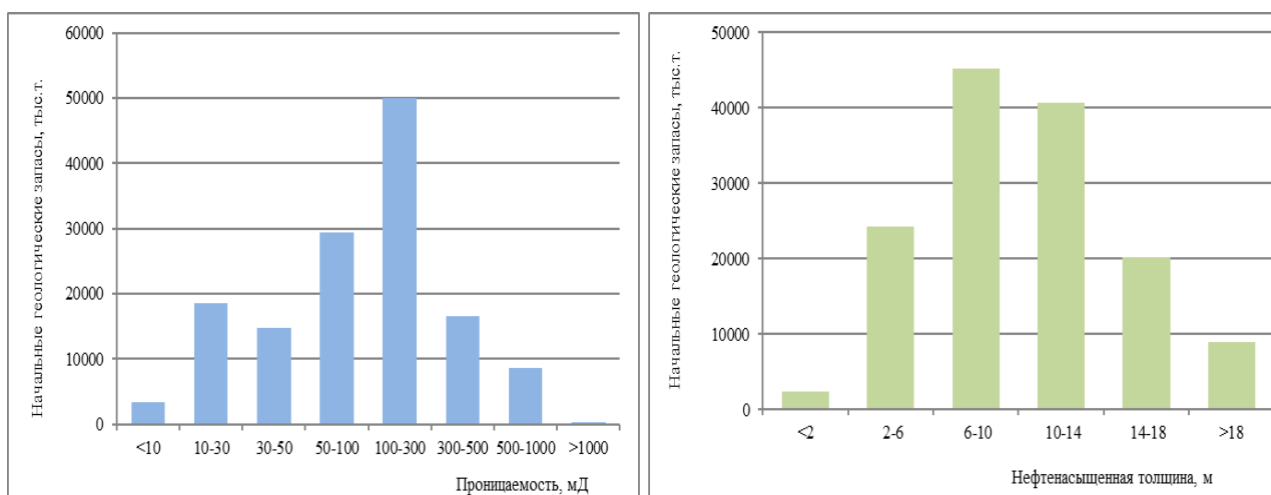


Рисунок 1.2 – Распределение геологических запасов нефти по нефтенасыщенным толщинам и проницаемости. Объект АВ₁₋₂. Кечимовское месторождение

Из распределения начальных геологических запасов по интервалам проницаемости видно, что основная часть запасов приурочена к коллекторам с высокой проницаемостью.

Проницаемость нефтенасыщенной части коллектора объекта АВ₁₋₂ изменяется в широких пределах, в среднем составляя 132,2 мД. При этом в высокопроницаемых пропластках (>500 мД) содержится 6,3 % запасов. Максимальный объем запасов сосредоточен в коллекторах с проницаемостью от 50 до 300 мД – 56,1 %. Доля запасов, содержащихся в низкопроницаемых коллекторах (<10 мД), незначительна – 2,4 %.

Таким образом, анализ структуры запасов нефти объект АВ₁₋₂ показал, что значительная часть их сосредоточена в высокопроницаемых коллекторах, в связи с чем следует ожидать, что процесс выработки запасов будет носить благоприятный характер.

Для оценки текущих подвижных запасов нефти, по разрезу объекта АВ₁₋₂ построены геолого-статистические разрезы по основным геологическим параметрам с привлечением гидродинамической модели.

В результате анализа построенных геолого-статистических разрезов (рисунок 4.3), установлено, что фильтрационно-емкостные свойства объекта в границах залежи не выдержаны и неоднородны по разрезу.

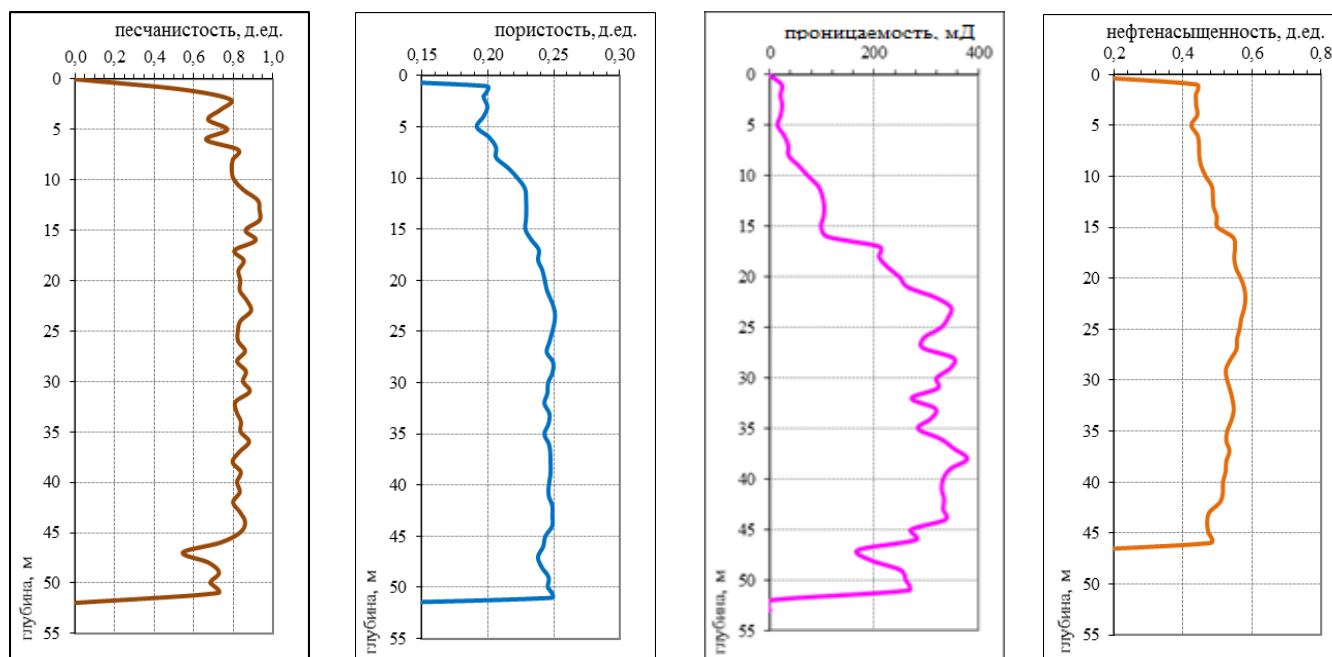


Рисунок 1.3 – Геолого-статистические разрезы. Объект АВ₁₋₂

Из приведенных данных видно, что пласт АВ₁³ характеризуется пониженными, по сравнению с пластом АВ₂, коллекторскими свойствами. При этом минимальная проницаемость фиксируется в кровельной части пласта АВ₁³ (зональный интервал АВ₁^{3а}, сложенный осадками баровых гряд и забаровых лагун), в подошвенной его части по повышенной песчаности и улучшенным фильтрационно-емкостным характеристикам прослеживается отдельное “тело” (зональный интервал АВ₁^{3б}, сложенный осадками фации промоин и головных частей разрывных течений).

По разрезу нижнего пласта АВ₂ песчаность, пористость и проницаемость распределены равномерно, отмечается закономерное снижение нефтенасыщенности к подошвенной части.

На объекте постоянно проводятся мероприятия по поддержанию фонда скважин в работоспособном состоянии (КРС, ПРС, ликвидации аварий), работы по интенсификации добычи нефти и увеличению коэффициента нефтеотдачи. Все это способствует стабилизации уровней добычи нефти, замедлению роста обводненности добываемой продукции.

Ведется постоянный контроль энергетического состояния залежи, по результатам замеров в зонах пониженного пластового давления проводятся мероприятия по регулированию объемов закачки, перенос фронта нагнетания, под закачку переводятся скважины, обводнившиеся в процессе эксплуатации или скважины неработающего фонда.

Энергетическое состояние объекта в целом удовлетворительное, среднее текущее пластовое давление снизилось относительно начального (18,6 МПа) незначительно и составляет 16,5 МПа. В то же время на отдельных участках максимального снижения пластового давления требуется проведение работ по оптимизации системы заводнения.

Таким образом, можно сказать, что реализация очагово-избирательной системы заводнения позволила на текущем этапе разработки поддержать энергетическое состояние пластов в удовлетворительном состоянии и обеспечить выработку запасов нефти объекта.

Согласно выполненному анализу выработки запасов, по разрезу процессом вытеснения нефти в большей степени охвачены высокопроницаемый пласт АВ₂ и зональный интервал АВ₁^{3б}, характеризующийся улучшенными коллекторскими свойствами. В то же время значительный объем запасов кровельной части пласта АВ₁³ (зональный интервал АВ₁^{3а} с пониженными ФЕС) остается неохваченным воздействием или вовлекается в разработку в существенно меньшей степени.

Основные направления развития системы разработки залежи объекта АВ₁₋₂ связаны как с бурением новых скважин, и с проведением геолого-технологических мероприятий на пробуренном фонде. Наиболее перспективными для разбуренной части площади объекта являются мероприятия по бурению боковых стволов в зонах максимальной локализации остаточных запасов нефти, ОПЗ, работы по оптимизации системы заводнения.

Таким образом, для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения и полной выработки запасов нефти объекта АВ₁₋₂, необходимо предусмотреть геолого-технические мероприятия по увеличению охвата разработкой. В неразрабатываемой части - это бурение новых наклонно-направленных и горизонтальных скважин. В разрабатываемой части - бурение вторых стволов из скважин реализованного фонда, а также мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти (ГРП, ОПЗ, оптимизации режимов эксплуатации) и снижение обводненности (выравнивание профиля приемистости, нестационарное заводнение). В зонах с пониженным пластовым давлением необходимо проведение работ по оптимизации системы ППД.

Список использованной литературы

1. Гуляев В.Н. Исследование и обоснование выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи:

диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Гуляев Вячеслав Николаевич. – Тюмень, 2015. – 139с.

2. Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: Учебное пособие / Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И., Хайруллин Ам.Ат., Хайруллин Аз.Ам. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104с.

3. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ИП Галиуллин Д.А., – 2014. – 304 с.

4. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи. // ВНИИОЭНГ, – «Нефтепромысловое дело». – № 11. – 2013. – С. 46-52.

УДК 622

Искандаров А.С.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРИМЕНЕНИЕ ГТМ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

***Аннотация.** Эффективная выработка запасов нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Ресурсы нефти и газа постепенно истощаются. На сегодняшний день остро стоит ряд характерных особенностей затрудняющих эффективную выработку запасов углеводородов. Например, неблагоприятная геолого-технологическая структура запасов нефти, высокая обводнённость добываемой продукции, низкий коэффициент нефтеизвлечения при большой доле трудноизвлекаемых запасов. По этим месторождениям существует острая необходимость повысить нефтеотдачу. Одним из примеров таких месторождений является Кочевское месторождение.*

***Ключевые слова:** Геолого-технические мероприятия нефтяные и газовые месторождения, нефтеизвлечения.*

***Annotation.** Effective development of oil and gas reserves is the most acute problem today. Oil and gas resources are gradually being depleted. Today, there are a number of specific features that make it difficult to effectively develop hydrocarbon reserves. For example, the unfavorable geological and technological structure of oil reserves, high water cut of the extracted products, low coefficient of oil recovery with a large share of hard-to-recover reserves. There is an urgent need to increase oil recovery in these fields. One example of such deposits is the Kochevskoye field.*

Keywords: *Geological and technical measures oil and gas fields, oil recovery.*

Ежегодно на каждом нефтяном месторождении осуществляются десятки геолого-технических мероприятий. Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

Но как правило, все работы в скважине подразделяется на капитальный и подземный (текущий) ремонты, при этом:

- к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием;
- к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и насосно-компрессорных труб от песка, парафина и солей.

В большинстве случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин. Хотя в некоторых компаниях определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ (например, смена скважинного насоса с меньшей производительностью на насос с большей производительностью).

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождения. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Мероприятия, относящиеся к геолого-техническим

Каждая нефтедобывающая компания имеет собственные стандарты по отнесению к ГТМ тех или иных мероприятий, проводимых на скважине, тем не менее, обычно к ГТМ относятся следующие виды:

Обработки призабойной зоны (ОПЗ)

ОПЗ относится к методам интенсификации притока. ОПЗ производят в терригенных и карбонатных коллекторах кислотными или щелочными (только терригены) составами с целью восстановления проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) после вторичного вскрытия пласта с целью устранения воздействия на пласт различными технологическими жидкостями в процессе эксплуатации скважины и ее ремонтов. Для планирования ОПЗ очень важно знать рецептуры применявшихся технологических жидкостей, оказавших свое влияние на проницаемость пласта. Не менее важной информацией является знания о составе пластовых вод и коллекторе. Вся информация полезна тогда, когда она используется для подбора состава химической композиции и технологии обработки. Если же закачивают в пласт химические составы, имеющиеся на складе без понимания химизма процессов, протекающих в ПЗП, то в половине случаев получают снижение проницаемости и дебита, а в другой половине случаев отрицательный результат скрывается увеличением дебита скважины гораздо ниже потенциального.

В карбонатных пластах производят ОПЗ кислотными составами также для увеличения площади дренирования за счет «выжигания» кислотой каверн и каналов вглубь пласта. Карбонат практически полностью реагирует с соляной кислотой, образуя жидкие и гелеобразные составы, которые достаточно легко удаляются из пласта при соблюдении технологии освоения.

Особенности применения: Технологии производства ОПЗ многообразны и их выбор зависит от геолого-технических условий, цели обработки, технической оснащенности и возможности использовать адаптивные составы и режимы закачки. В технологиях ОПЗ «нет готовых рецептов», они разнообразны по методам и приемам работ, но при их исполнении необходимо руководствоваться следующими постулатами. В классической форме технология ОПЗ состоит из следующих этапов.

1) Подготовка ствола скважины и ПЗП к обработке. Она заключается в физико-химической очистке внутренних поверхностей обсадной колонны и НКТ от различных окислов и примесей. Очистке от разрушенного цемента также подлежат каналы интервала перфорации. Если не провести данную часть технологии, то при ОПЗ произойдет реагирование рабочих химических составов с указанными отложениями и закачка

продуктов реакции в ПЗП. Надо понимать, что в лучшем случае при освоении скважины можно будет удалить только часть этих примесей. Оставшиеся в пласте продукты реакции будут снижать проницаемость ПЗП и, следовательно, продуктивность скважины. В процессе подготовки к ОПЗ в ряде случаев устанавливается внутрискважинный пакер – тогда, когда он требуется для выполнения программы ОПЗ или если он требуется при дальнейших работах или эксплуатации скважины.

2) Закачка химических составов. Чаще всего перед закачкой основного химического состава закачивается буфер, который необходим для разделения жидкости глушения и рабочих химических составов. Иногда с целью оттеснения пластовой жидкости или осушки ПЗП буфер закачивается в пласт. После закачки буфера в скважину подается химический состав, который закачивается в пласт с определенной скоростью и в расчетном объеме. Далее скважина оставляется для реагирования на расчетный период времени.

3) Очистка пласта. В пласт могут закачиваться от одного до нескольких химических составов различных по концентрации и (или) композиции с использованием либо без использования промежуточных буферов. Обязательным условием является вынос продуктов реакции из пласта после каждой закачки химического состава посредством создания депрессии на пласт и циркуляции.

При планировании ОПЗ необходимо учитывать, что эффективность обработки по дебиту в силу ее физического смысла не может превышать 20 - 30 процентов (за исключением может быть случаев кольматации высокопроницаемых пластов и недоосвоенности скважин). Поэтому в практике для интенсификации пласта чаще всего используется ГРП. ОПЗ применяют в ряде случаев, когда применение ГРП не возможно или нецелесообразно по экономическим причинам. Однако, при глушении скважин после ГРП в процессе освоения либо при последующих ремонтах в данной скважине кислотные обработки для очистки трещин и восстановления их проницаемости особенно актуальны.

Иногда в случаях некачественного сообщения скважина – пласт перед проведением ГРП пользуются кислотной ОПЗ для очистки каналов перфорации.

Следует также знать, что основным ограничивающим критерием кислотной ОПЗ является плохое состояние цементного камня за колонной. В этих случаях перед принятием решения о проведении ОПЗ оцениваются альтернативные решения, риски и последствия получения сообщения в заколонном пространстве за пределы объекта воздействия. В таких ситуациях необходимо использовать составы с минимальным воздействием на цементный камень, а также другие предупредительные технологические меры.

Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)

Под этим понимается перевод скважин на добычу (нефти, газа, и др.) с одних объектов (пластов, горизонтов) на другие.

Осуществляется при разработке месторождений с несколькими продуктивными пластами, разбуренными единой сеткой скважин, когда скважины, вскрывшие один из объектов, полностью выработаны, обводнены или изменилось их техническое состояние (смятие колонн, аварии с оборудованием). Различают возврат скважин на вышележащие (по отношению к ранее эксплуатируемым) и нижележащие объекты. Возврат скважин на вышележащие объекты производят отключением выработок пласта (горизонта) цементированием (под давлением) чаще всего растворами тампонажного портландцемента с оставлением отвердевшего "стакана" в обсадной колонне или установкой мостовых пробок. При отсутствии качественного разобщения пластов одновременно производят восстановление герметичности затрубного пространства скважины, иногда с подъёмом цементного раствора для перекрытия вводимого в эксплуатацию объекта. После проверки герметичности эксплуатационной колонны и качества разобщения пластов осуществляют вскрытие вышележащего объекта и ввод его в эксплуатацию.

При возврате скважин на нижележащие объекты ранее эксплуатируемый пласт (горизонт) отключают цементированием с разбуриванием в обсадной колонне отвердевшего "стакана" из тампонирующего состава. При добыче углеводородного сырья возврат скважин на нижележащие объекты производится в редких случаях. При наличии в отключаемом объекте аномально высокого пластового давления устанавливают потайную колонну (колонну-летучку) с последующим цементированием межтрубного пространства (рис.). Недостаток данной технологии — уменьшение диаметра (проходного сечения) эксплуатационной колонны. Более прогрессивно отключение вышележащего объекта с помощью продольного гофрированного тонкостенного патрубка, устанавливаемого при помощи специального развальцовочного инструмента — дорна или путём создания внутриметаллического профильного перекрывателя избыточного гидравлического давления.

Бурение боковых стволов (зарезка боковых стволов)

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и тд. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет. Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (ГРП, полгие скважины и тд).

Список использованной литературы

1. Подсчет запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН, построение гидродинамической модели Кочевского месторождения, ГП ХМАО «НАЦРН им. Шпилемана», 2013г.
2. В.Т. Онищенко Методика расчета эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах 2012.
3. Ломакина И.Ю., Корнилов А.В., Стрижнев К.В. Особенности моделирования водоизоляционных работ. Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти, экономика и управление. Сборник статей аспирантов и молодых специалистов. Вып. №6. Уфа 2009 С.71-79.
4. Матусевич В.М., Ушатинский И.Н. Особенности состава и формирования геофлюидальных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна.
5. Разработка месторождений со сложным составом газа / Р.Д. Маргулов, Р.И. Вяхирев, И.А. Леонтьев, А.И. Гриценко. - М.: Недра, 1988. - С. 178-196.

УДК 622

Искандаров А.С.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ КОЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Кочевское месторождение открыто в 1979 году, введено в разработку в декабре 2000 года. По геологическому строению месторождение относится к сложным. По состоянию на 01.01.2014 года на месторождении выделяется 15 продуктивных

пластов, представленных 26 залежью нефти, 17 залежей из которых относятся к ачимовской толще.

Ключевые слова: Кочевское месторождения, нефть, добыча нефти.

Annotation. The kochevskoye field was discovered in 1979 and put into development in December 2000. The geological structure of the Deposit is complex. As of 01.01.2014, the field has 15 productive layers, represented by 26 oil deposits, 17 of which belong to the Achimov reservoir.

Keyword: Kochevskoye fields, oil, oil production.

Месторождение расположено в пределах Кочевского, Конитлорского и Северо-Кочевского лицензионных участков. Запасы нефти в целом по месторождению составляют: геологические – 149592 тыс. т (по категориям ВС₁ – 75525 тыс. т, по категории С₂ – 74067 тыс. т). Начальные извлекаемые запасы нефти составляют 45984 тыс. т (по категориям ВС₁ – 24492 тыс. т, по категории С₂ – 21492 тыс. т.).

На Государственном балансе по состоянию на 01.01.2014 года по категориям ВС₁ начальные геологические запасы числятся в количестве 83381 тыс. т, начальные извлекаемые - 27309 тыс. т. Коэффициент нефтеизвлечения – 0,328.

Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой по месторождению в целом - 100,6 % при закачке воды в объеме 19964 тыс. м³. На 1 тонну добытой нефти приходится 2,99 м³ закачанной в пласт воды, на тонну жидкости – 1,14 м³. Динамику технологических показателей отражают

таблица 1. и рисунки (рисунок 1., рисунок 1.).

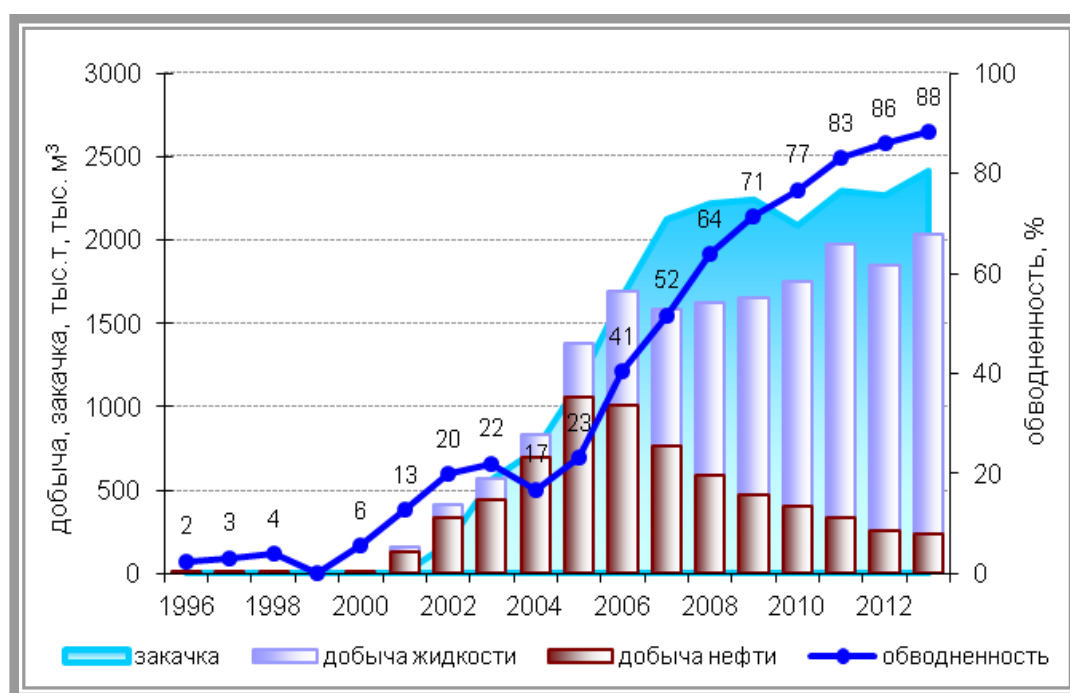


Рисунок 1.1 - Динамика добычи нефти, жидкости, закачки воды и обводненности.

Кочевское месторождение

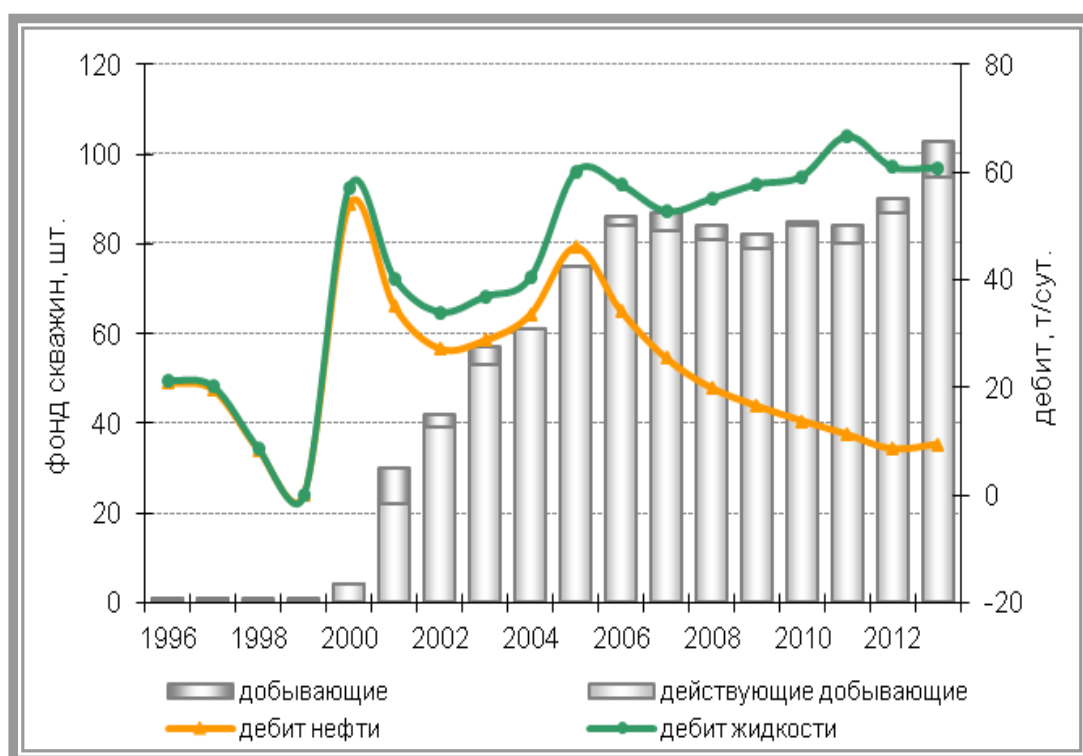


Рисунок 1.2 - Динамика дебитов нефти, жидкости и фонда добывающих скважин.

Кочевское месторождение

Таблица 1.1 - Динамика основных технологических показателей разработки Кочевского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкостей, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкостей, тыс. т	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкостей, т/сут	Фонд добывающих скважин, шт.	Фонд нагнетательных скважин, шт.	Закачка воды, тыс. м3	Накопленная закачка воды, тыс. м3
1996	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	20,9	21,4	1	0	0	0
1997	2,4	2,4	3,8	3,9	3,2	19,5	20,1	1	0	0	0
1998	0,7	0,8	4,6	4,7	4,0	8,2	8,6	1	0	0	0
1999	0	0	4,6	4,7	0	0	0	1	0	0	0
2000	2,3	2,4	6,8	7,1	5,5	41,1	42,9	4	0	0	0
2001	135,6	155,7	142,5	162,8	12,9	35,6	40,3	30	0	0	0
2002	331,8	414,5	474,2	577,3	20,0	27,8	34,3	42	8	179,5	179,5
2003	445,6	571,4	919,9	1148,7	22,0	28,9	37,0	57	10	564,3	743,8
2004	695,2	836,1	1615,1	1984,7	16,8	33,6	40,4	61	13	737,2	1481
2005	1059,3	1378,8	2674,4	3363,5	23,2	46,1	60	75	21	1144,7	2625,8
2006	1009,2	1696,9	3683,6	5060,3	40,5	34,3	57,6	86	34	1670,4	4296,2
2007	768,2	1589,2	4451,8	6649,6	51,7	25,5	52,4	87	43	2126,5	6422,7
2008	588,7	1625,5	5040,5	8275	63,8	19,9	55,0	84	43	2221,8	8644,5
2009	473,7	1650,5	5444,7	9925,6	71,3	16,6	57,7	82	37	2244,8	10889,3
2010	407,8	1748,8	5852,5	11674,4	76,7	14,1	60,4	85	41	2089,4	12978,7
2011	334,2	1979,9	6186,7	13654,3	83,1	11,3	66,7	84	40	2297,4	15276,1
2012	258,5	1846,6	6445,2	15500,9	86,0	8,5	60,9	90	44	2270,2	17546,3
2013	237,8	2037,3	6683	17538,1	88,3	7,4	63,7	103	48	2417,7	19964,1

В период с 1996 по 1999 год добыча нефти велась одной разведочной скважиной № 60Р. Начальный период разработки месторождения (с 2000 по 2005 год) характеризуется постепенным ростом добычи нефти, связанным с интенсивным бурением новых скважин и вводом в разработку новых запасов. В 2005 году отбор нефти достиг максимального значения (1059 тыс. т) при темпе отбора от НИЗ – 3,9 % и текущей обводненности 23,2 %, рисунок 1.. Отбор от НИЗ составил 9,8 %.

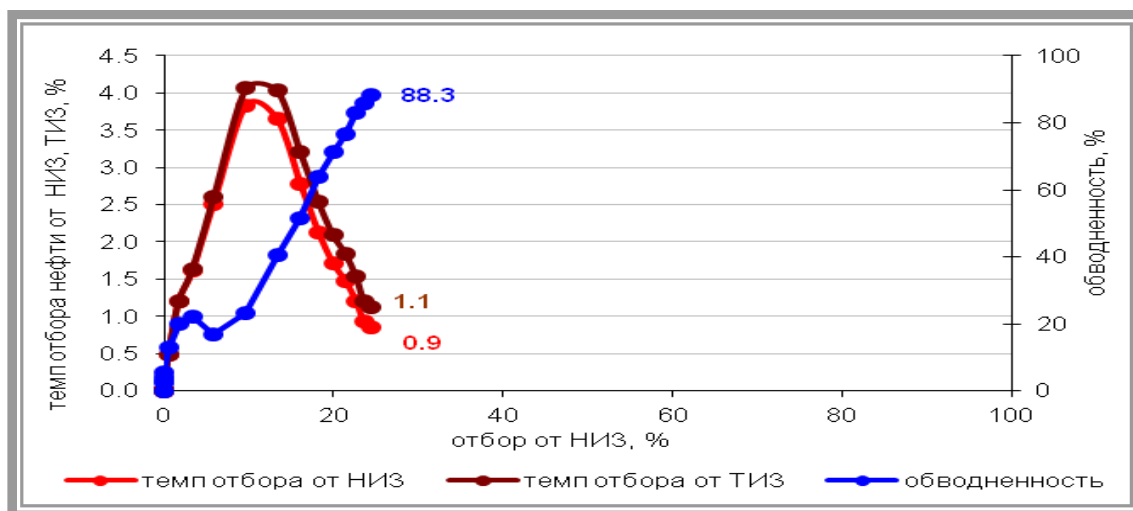


Рисунок 1.3 - Зависимость обводненности и темпов отбора НИЗ и ТИЗ от отбора от НИЗ на 01.01.2014 года

Начиная с 2005 года, обводненность на месторождении увеличивается более быстрыми темпами, чем было предусмотрено. Это обусловлено выработкой высокопродуктивной части запасов основного объекта БС₁₀. Учитывая снижение количества ГТМ и их эффективности, а также уменьшение эксплуатационного бурения, годовые отборы нефти плавно снижаются до настоящего времени.

За 2013 год добыто 237,8 тыс. т нефти и 2037,3 тыс. т жидкости при среднегодовой обводненности 88,3 %. Дебит жидкости добывающих скважин в среднем составил 63,7 т/сут, нефти – 7,4 т/сут. Закачка на месторождении ведется с 2002 года. В 2013 году в пласты месторождения закачано 2417,7 тыс. м³ воды, текущая компенсация жидкости закачкой составила 114,1 %, средняя приемистость нагнетательных скважин – 159,5 м³/сут.

Добыча нефти ведется из трех эксплуатационных объектов: БС₁₀, Ач и ЮС₁. Основным, определяющим добычу нефти на месторождении, является объект БС₁₀ (96 % суммарной и 72,3 % текущей добычи нефти), рисунок 1..

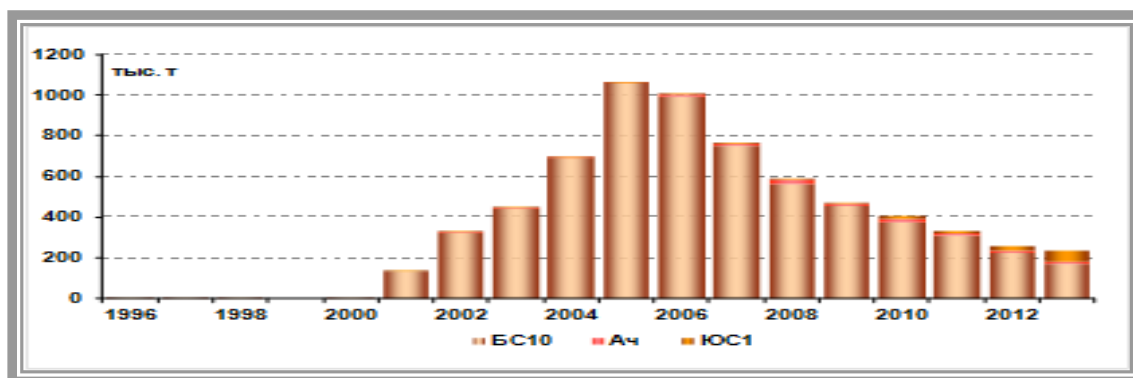


Рисунок 1.4 - Динамика добычи нефти по объектам разработки. Кочевское месторождение

Он же является наиболее выработанным. На 1 января 2014 года отобрано 67,3 % извлекаемых запасов объекта, доля ТИЗ в общем объеме сократилась с 34,9 % до 15,1 % , , рисунок 1.. Различия в степени выработки эксплуатационных объектов определяются в первую очередь, разным временем ввода в эксплуатацию и различной геолого-физической характеристикой пластов.

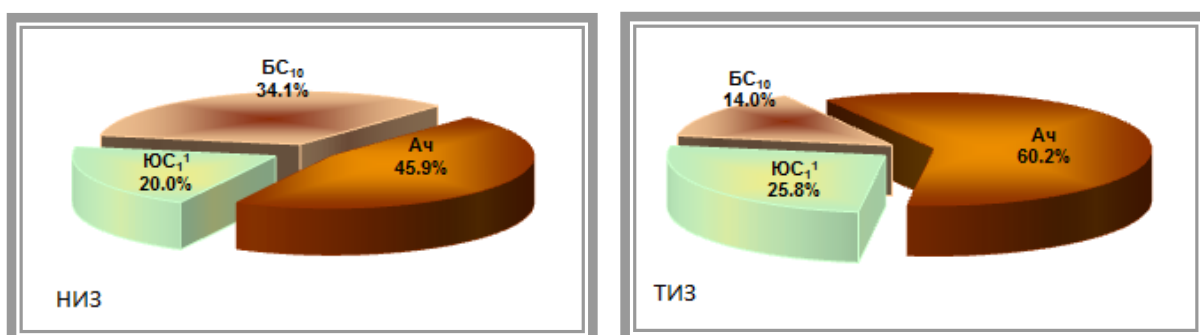


Рисунок 1.5 - Распределение НИЗ и ТИЗ по объектам на 01.01.2014 года

К настоящему времени все высокопродуктивные запасы уже введены в разработку, бурение новых скважин проводится на объектах с более низкой продуктивностью.

Список использованной литературы

1. Подсчет запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН, построение гидродинамической модели Кочевского месторождения, ГП ХМАО «НАЦРН им. Шпилемана», 2013г.
2. В.Т. Онищенко Методика расчета эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах 2012.
3. Ломакина И.Ю., Корнилов А.В., Стрижнев К.В. Особенности моделирования водоизоляционных работ. Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти,

экономика и управление. Сборник статей аспирантов и молодых специалистов. Вып. №6. Уфа 2009 С.71-79.

4. Матусевич В.М., Ушатинский И.Н. Особенности состава и формирования геофлюидальных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна.

5. Разработка месторождений со сложным составом газа / Р.Д. Маргулов, Р.И. Вяхирев, И.А. Леонтьев, А.И. Гриценко. - М.: Недра, 1988. - С. 178-196.

УДК 622

Искандаров А.С.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА КОЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

***Аннотация.** По состоянию на 1.01.2014 г. на Кочевском месторождении в добычу после ГРП запущено 38 скважин. Основная часть обработок (63 %) осуществлена на скважинах эксплуатационного фонда: 22 ГРП на действующих скважинах, 2 обработки выполнены при переводе с других горизонтов; на скважинах при вводе из бурения проведено 14 операций. Кроме того, 2 скважины после ГРП работают в нагнетательном фонде.*

***Ключевые слова:** ГПР, Кочевское месторождение, нефтенасыщенность.*

***Annotation.** As of 1.01.2014, 38 wells were put into production after hydraulic fracturing at the Kochevskoye field. The bulk of the treatments (63 %) carried out in the wells of the operational Fund: 22 fracturing on operating wells, 2 processing performed when translating from other horizons; wells with input from drilling conducted 14 operations. In addition, 2 wells after hydraulic fracturing work in the injection Fund.*

***Key words:** GPR, Kochevskoye field, oil saturation.*

Применение ГРП на месторождении начато в 2001 г. (в 2001 г. – 2 ГРП, в 2002 г. – 3 ГРП, рисунок 1.1); в 2003 – 2004 гг. выполнение обработок было приостановлено; в 2005 г. вновь возобновлено, при этом отмечено увеличение годового объема скважино-операций до 14, однако в последующие годы количество ГРП снижается.

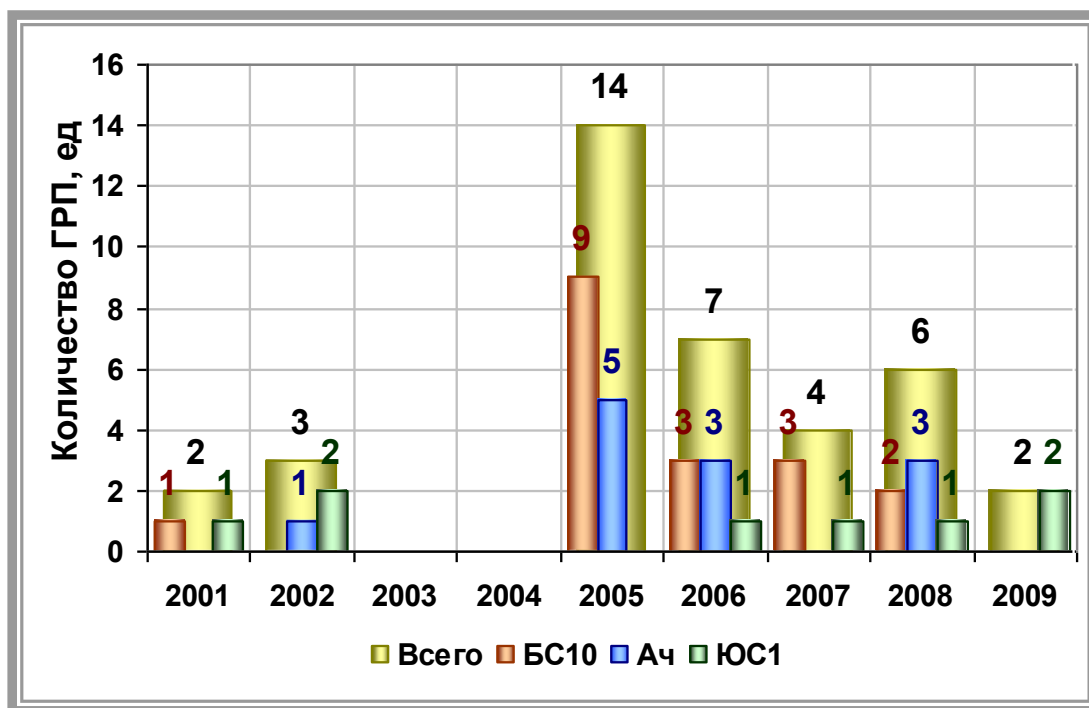


Рисунок 1.1- Динамика проведения ГРП по годам по состоянию на 1.01.2014 г. по объектам воздействия

Основным объектом воздействия является пласт БС10 (18 ГРП – выполнено на пластах ачимовской толщи (12 ГРП) и объекте ЮС1 (8 ГРП, рисунок 1.2).

Дополнительная добыча нефти в результате проведения 24 ГРП на скважинах эксплуатационного фонда на месторождении составила 234.4 тыс. т, на скважинах из бурения – 78.7 тыс. т. Средние показатели по объектам воздействия приведены в таблице, таблице 1.1.

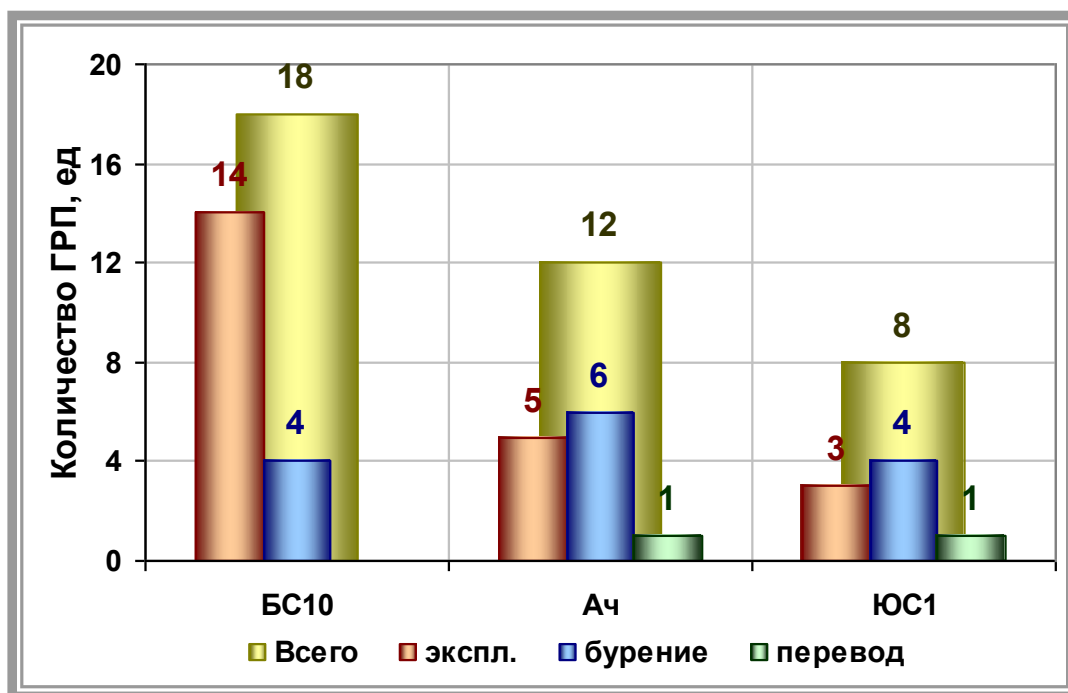


Рисунок 1.2- Распределение количества ГРП по объектам обработки с выделением категории скважин.

Таблица 1.1- Дополнительная добыча нефти по объектам воздействия ГРП.
Кочевское месторождение

Объект	Эксплуатационный фонд			Фонд из бурения		
	Кол-во ГРП, ед.	Суммарная доп. добыча нефти, тыс. т	Средняя доп. добыча нефти тыс. т/скв	Кол-во ГРП, ед.	Суммарная доп. добыча нефти, тыс. т	Средняя доп. добыча нефти тыс. т/скв
БС10	14	196.5	14.0	4	30.5	7.6
	без учета скв. № 5552	69.5	5.3	без учета скв. № 7241	1.4	0.5
Ач	6	31.4	5.2	6	29.6	4.9
	без учета скв. № 5540 У	15.2	3.0			
ЮС1	4	6.5	1.6	4	18.7	4.7

Объект БС10

По состоянию на 1.01.2014 г. на объекте выполнено 18 обработок (14 ГРП – на скважинах эксплуатационного фонда, 4 ГРП – на скважинах из бурения). Суммарная дополнительная добыча нефти на дату анализа по скважинам эксплуатационного фонда составляет 196.5 тыс. т (в среднем на одну скважино-операцию – 14.0 тыс. т) или без учета скважины № 5552 – 69.5 тыс. т (в среднем – 5.3 тыс. т/скв.); по скважинам фонда из бурения – 30.5 тыс. т (скважины №№ 5241, 6053 после эксплуатации в добыче 2 месяца были переведены под закачку, их суммарной отбор нефти составил 390 тонн; по скважине № 7241 – 29.1 тыс. т).

Первая операция ГРП на объекте выполнена в 2001 г. СК «КАТКОнефть» на эксплуатационной скважине № 7349 в восточной части месторождения, рисунок 4.3. Операция осуществлена по верхней части пласта БС102-3, при этом водонасыщенная часть коллектора отделена от интервала воздействия глинистыми прослоями, чередующимися с нефтенасыщенными пропластками. Таким образом, мощность нефтенасыщенной части

составила – 5 м, проницаемость – 84 мД, глинистый экран – 2 м. Обработка с массой проппанта 3.5 тонны выполнена посредством жидкости разрыва на нефтяной основе с высоким темпом закачки (3.5 м³/мин). В результате обработки произошло подключение водонасыщенных интервалов (khвод – 492 мД*м); после ГРП получена высокая обводненность продукции (81.1%) и, как следствие, низкий дебит нефти (5.9 т/сут, прирост – 5.7 т/сут).

Дальнейшее внедрение метода продолжено в 2005 г. (в период 2005-2011 гг. выполнено 13 ГРП на скважинах эксплуатационного фонда, при этом на 2005 г. приходится основной объем операций – 7 ГРП).

Сопоставляя обработки 2005-2009 гг., можно отметить, что с течением лет возрастает проницаемость коллектора в интервале ГРП, рисунок 4.5а. В 2011 г. воздействию подвергнута горизонтальная скважина № 5141Г, вскрывающая 55.8 м нефтенасыщенной толщины. В 2009-2011 гг. значительно увеличена масса проппанта – в 5 раз по сравнению с 2005 г., а также увеличен темп закачки жидкости разрыва (с 1.6 в 2005 г. до 2.1, 2.9 и 3.0 м³/мин в 2007, 2009 и 2011 гг. соответственно, рисунок 4.5 б. Максимальные дебиты жидкости отмечены после обработок 2011 г. (56.8 т/сут, что выше показателей других лет на 31-45 %, рисунок 4.5в), нефти – после ГРП 2008 г. (20.5 против 17.9 и 14.5 т/сут в 2005 и 2006-2009 гг. соответственно). Отметим, что операции 2005-2009 гг. выполнены на скважинах с высокими базовыми показателями эксплуатации на момент ГРП, в результате чего начальный прирост дебита нефти, несмотря на сравнительно высокое значение дебита нефти после ГРП, низок, рисунок 1.5г.

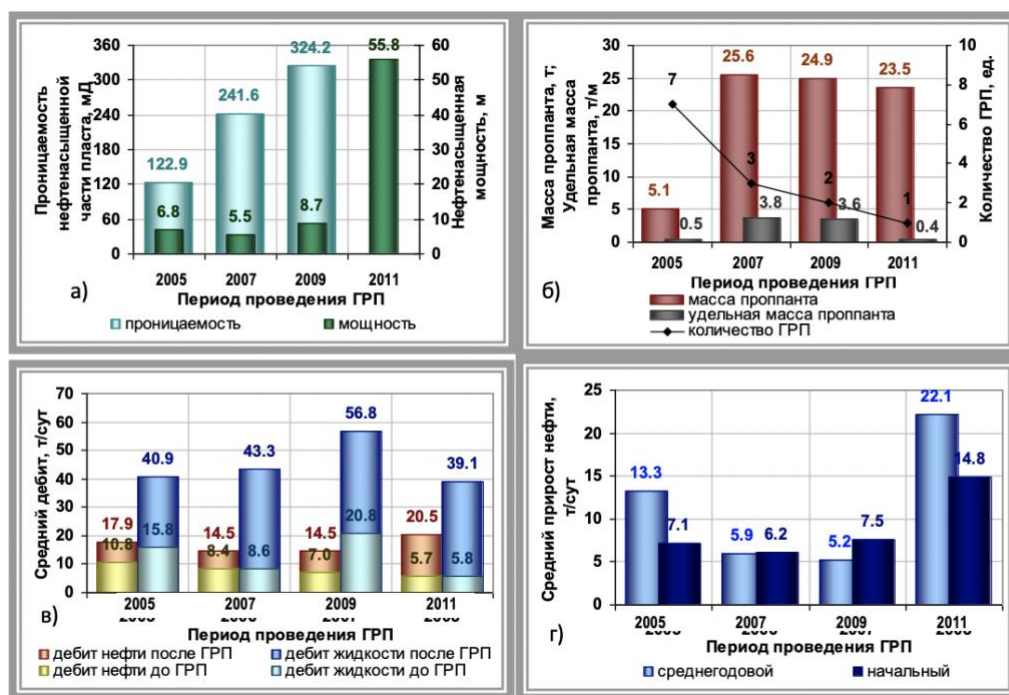


Рисунок 1.5- Средние значения основных геологических характеристик пласта (а), технологических параметров ГРП (б) и показателей эффективности обработок (в, г). ГРП 2005-2011 гг. Объект БС10. Эксплуатационный фонд

В ходе анализа гидроразрыва пласта на скважинах эксплуатационного фонда отмечены тенденции роста дебита жидкости после ГРП с увеличением эффективной мощности пласта, рисунок 1.6 а, дебита нефти после воздействия с ростом нефтенасыщенной мощности пласта, рисунок 4.6б и обводненности после ГРП с ростом дебита жидкости после воздействия, рисунок 1.7.

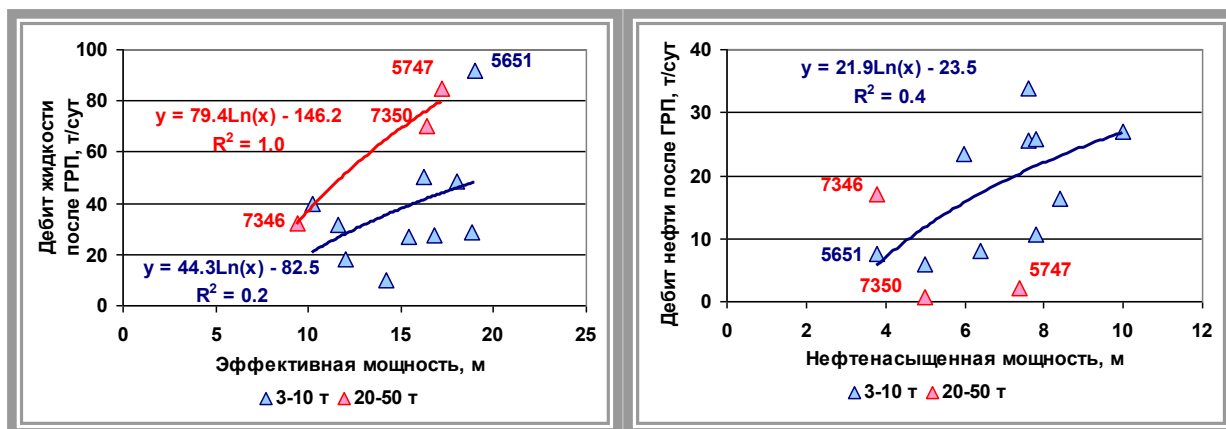


Рисунок 1.6- Зависимость дебита жидкости после ГРП от мощности пласта (а) и дебита нефти после ГРП от нефтенасыщенной мощности пласта (б) по группам скважин с различной массой пропантанта. Эксплуатационный фонд. Объект БС10

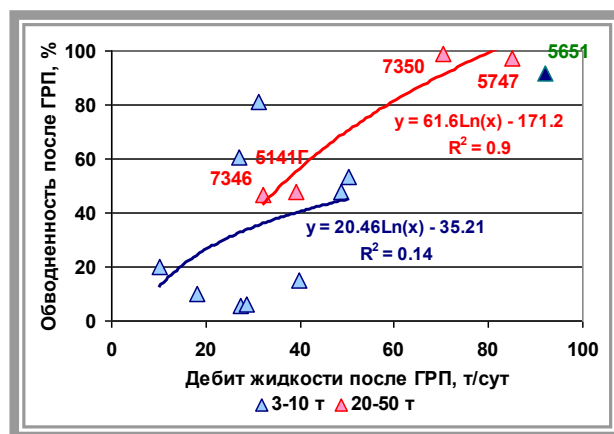


Рисунок 1.7- Сопоставление обводненности после ГРП с дебитом жидкости после ГРП по группам скважин с различной массой проппанта.

В среднем по операциям на эксплуатационных скважинах, несмотря на сравнительно высокий дебит нефти после ГРП (16.0 т/сут), начальный при-рост дебита нефти невысок (7.4 т/сут), при этом половина обработок (7 из 14 ГРП) выполнены на скважинах с высокими базовыми показателями эксплуатации (дебит нефти на момент ГРП более 10 т/сут).

В ходе анализа обработок на эксплуатационном фонде объекта БС10 выявлена логарифмическая зависимость дебита нефти от эффективной нефте-насыщенной мощности пласта, рисунок 1.8.

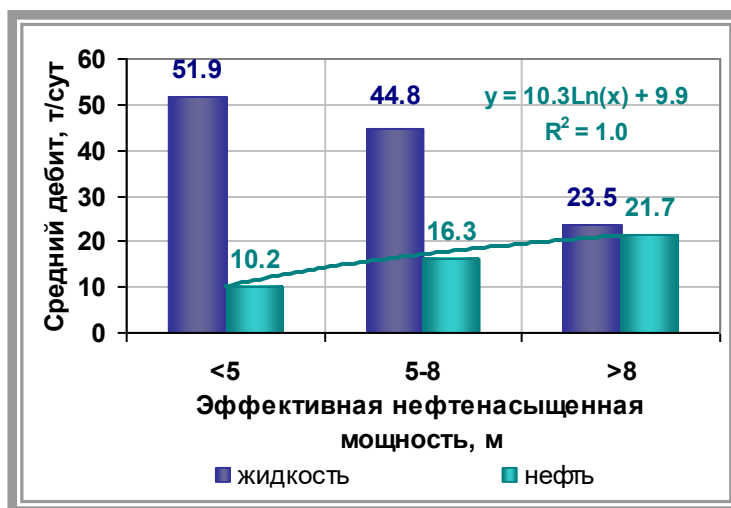


Рисунок 1.8 - Распределение дебитов нефти и жидкости по диапазонам эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. Эксплуатационный фонд. Объект БС10

Необходимо отметить, что для объекта БС10 характерна малая глини-стая перемычка между нефтенасыщенными и высокопроницаемыми водона-сыщенными пропластками, что ограничивает использование высоких масс проппанта (рекомендуется выполнение селективных операций с закачкой не более 10 т расклинивающего агента). Использование больших масс пропан-та возможно при мощности глинистого экрана более

4 метров, в противном случае происходит нарушение глинистой перемычки между нефте- и водонасыщенными интервалами, подключение водонасыщенных пропластков и, как следствие, высокое содержание воды в продукции. Отметим, что высокая обводненность после ГРП получена также на скважинах с высоким содержанием воды в продукции до ГРП.

Список использованной литературы

1. Подсчет запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН, построение гидродинамической модели Кочевского месторождения, ГП ХМАО «НАЦРН им. Шпильмана», 2013г.
2. В.Т. Онищенко Методика расчета эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах 2012.
3. Ломакина И.Ю., Корнилов А.В., Стрижнев К.В. Особенности моделирования водоизоляционных работ. Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти, экономика и управление. Сборник статей аспирантов и молодых специалистов. Вып. №6. Уфа 2009 С.71-79.
4. Матусевич В.М., Ушатинский И.Н. Особенности состава и формирования геофлюидальных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна.
5. Разработка месторождений со сложным составом газа / Р.Д. Маргулов, Р.И. Вяхирев, И.А. Леонтьев, А.И. Гриценко. - М.: Недра,

УДК 622

Искандаров А.С.

гр. РМмз181, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА КОЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. Основным объектом воздействия на Кочевском месторождении являются пласты группы БС10, в 2005-2011 гг. на скважинах эксплуатационного фонда выполнено 7, 3, 2 и 1 операции ГРП соответственно, в 2013 г. не проведено ни одной операции. В дальнейшем планируется возобновить проведение гидроразрыва.

Ключевые слова: гидроразрыв, Кочевском месторождение, ГПР.

Annotation. THE main object of impact at the Kochevskoye field is the BS10 group formations. in 2005-2011, 7, 3, 2 and 1 hydraulic fracturing operations were performed at the wells of the production Fund, respectively, and no operations were performed in 2013. In the future, it is planned to resume hydraulic fracturing.

Key words: *hydraulic fracturing, Kochevskoye field, GPR.*

Объект в целом обладает относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (в среднем эффективная мощность составляет 17.2 м, пористость – 20.9 %, проницаемость – 355.1 мД), при этом характеризуется изменчивостью коллекторских свойств: по данным ГИС эффективная мощность варьируется в диапазоне от 5.2 до 36.2 м, пористость – от 16.1 до 23.5 %, проницаемость – от 2.7 до 1775.0 мД.

В 2007-2009 гг. отмечены существенные изменения технологических параметров проведения ГРП на эксплуатационном фонде скважин объекта по сравнению с 2005 г., в частности, значительно увеличена масса проппанта (в 5 раз), а также увеличены темп закачки жидкости разрыва и максимальная концентрация проппанта. Максимальные дебиты жидкости отмечены после обработок 2009 г. (56.8 т/сут, что выше показателей других лет на 3145 %), нефти – после ГРП 2011 г. (20.5 против 17.9 и 14.5 т/сут в 2005 и 2007-2009 гг. соответственно).

Необходимо отметить, что для объекта БС10 характерна малая глинистая перемычка между нефтенасыщенными и высокопроницаемыми водонасыщенными пропластками, что ограничивает использование высоких масс проппанта (необходимо выполнение селективных операций с закачкой менее 10 т расклинивающего агента). Использование больших масс проппанта возможно при мощности глинистого экрана более 4 метров, в противном случае происходит нарушение глинистой перемычки между нефтью и водонасыщенными интервалами, подключение водонасыщенных пропластков и, как следствие, высокое содержание воды в продукции.

В условиях малой глинистой перемычки, отделяющей низкопродуктивные нефтенасыщенные пласты от водонасыщенных интервалов, целесообразно испытание технологий, позволяющих ограничивать высоту трещины. Ограничение высоты трещины может быть достигнуто за счет снижения эффективного давления разрыва (ГРП на маловязкой жидкости – технология ClearFRAC компании Schlumberger, ZetaGel компании Weatherford) или посредством создания механических барьеров (JFRAC компании Schlumberger, ProMIX компании Weatherford). Вязкоэластичные жидкости разрыва обладают рядом преимуществ. Данный состав представляет собой низковязкий гель, обладающий высокой песконесущей способностью, а также создает малые потери давления на трение, обеспечивает эффективную очистку трещины от продуктов распада и не ухудшает коллекторские свойства пласта. Технология создания механического барьера заключается в размещении смеси различных твердых и специальных материалов, от крупного до мелкого размера, закачиваемой между буфером и проппантными стадиями или

на протяжении стадии буфера на линейном геле, которая осаждаясь «блокирует» и «изолирует» давление на (и проникновение жидкости через) зоны барьеров.

В составе продуктивного комплекса ачимовской толщи Кочевского месторождения выделены пласты Ач90, Ач9 и Ач10. Основная доля операций приходится на пласты Ач9 и Ач10, которые характеризуются большими эффективными мощностями по сравнению с пластом Ач90: эффективная толщина в интервале ГРП в среднем по скважинам составила 11.1 и 13.6 м против 4.7 м.

Обработки на объекте Ач10 выполнены с большей массой проппанта, нежели на объекте Ач9 (41.6 против 33.7 т), с большим темпом закачки жидкости разрыва (2.9 против 2.6 м³/мин) и при схожей максимальной концентрации проппанта (975 и 984 кг/м³).

При гидроразрыве низкопроницаемых пластов ачимовской толщи дебиты по жидкости возрастают при увеличении массы проппанта и его максимальной концентрации.

В связи с низкими коллекторскими свойствами пластов ачимовской толщи для интенсификации добычи ввод скважин из бурения рекомендуется совместно с проведением ГРП. Наиболее перспективным объектом является Ач90, на котором рекомендуется проведение ГРП по технологии FiberFrac (Schlumberger). FiberFRAC – технология армирования жидкости ГРП растворимым волокном с целью понижения загрузки полимера и улучшения транспортных свойств жидкости. Волокна FiberFrac удерживают зерна проппанта от осаждения в период закрытия трещины, а впоследствии полностью растворяются (для качественного растворения необходима температура выше 85°C). В процессе деградации волокон создается химическая среда, способствующая лучшей деструкции геля. А также в условиях пониженного пластового давления опробовать азотнопенное воздействие (Newco Well Service, Schlumberger и др.). Данная технология позволяет контролировать рост высоты трещины за счет низкой вязкости вспененной жидкости разрыва, обеспечивает: немедленную отработку скважины за счет энергии растворенного азота, что улучшает очистку трещины от закачанного полимера, в том числе на скважинах с низким пластовым давлением; сохранение реологических свойств при снижении полимерной загрузки; низкое или полное отсутствие полимеров в жидкой фазе; до 70 % меньшее количество жидкости (актуально для пластов, чувствительных к воде); высокие показатели эффективности жидкости разрыва.

При обработке нижележащих объектов для снижения обводненности продукции и перераспределения профиля притока рекомендуются технологии на основе модификаторов фазовых проницаемостей (МФП): AquaCon™ BJ Services, CwFracSM Halliburton, разработки ЗАО «ХимекоГАНГ», WCA1 (NEWCO Well Service). Как правило, МФП представляет собой гидрофильный полимер со средней молекулярной массой на основе

полиакриламида. Данные составы закачиваются в виде оторочки (перед подушкой жидкости разрыва) или могут добавляться к жидкостям гидроразрыва на водной или углеводородной основе, обеспечивая снижение фазовой проницаемости по воде. Принцип их действия основан на изменении смачивающих свойств породы за счет осаждения (адсорбции) полимера на стенках поровых каналов. Технологии ЗАО «ХимекоГАНГ», по утверждению разработчиков, можно успешно применять и на обводнившихся скважинах.

Пласт ЮС1 характеризуется низкими коллекторскими свойствами: эффективная толщина пласта изменяется от 2.2 до 6.2 м (средняя 3.9 м), песчанистость – от 0.20 до 0.56 д.ед. (средняя 0.34 д.ед.), проницаемость изменяется от 0.6 до 3.8 мД (в среднем 1.4 мД). Поэтому при проведении ГРП необходимо создание длинных трещин с закачкой более 5 т проппанта на метр эффективной мощности; оптимальный объем проппанта должен определяться на основе моделирования по критерию экономической целесообразности с учетом потенциальной эффективности обработки, обеспечивая при необходимости селективную обработку нефтенасыщенной части в случае малых глинистых перемычек, отделяющих водонасыщенные пропластки. В чистонефтяной зоне залежи возможно применение высоких масс проппанта при проведении ГРП без риска увеличения обводненности.

При выполнении обработок рекомендуется использование комбинаций проппантов нескольких фракций (в начале обработки подается мелкая фракция, применение которой призвано закрепить кончик трещины; среднезернистым проппантом заполняется основной объем созданной трещины; крупнофракционный расклинивающий агент закачивается на конечной стадии подачи проппанта, его размер и количество должны определяться на этапе моделирования трещины гидроразрыва, исходя из ширины трещины в прискважинной зоне.

На всех объектах разработки возможно проведение обработок совместно с гидромеханической целевой перфорацией (ГМЦП), позволяющей снизить трение в перфорационных каналах, улучшить гидродинамическую связь «скважина-пласт». ГМЦП позволяет улучшить связь ствола скважины с пластом и облегчить прохождение проппанта через отверстия в колонне по сравнению со стандартной кумулятивной перфорацией. ГМЦП особенно рекомендуется при проведении ГРП в условиях применения высоких максимальных концентраций проппанта, высокой степени заглинизованности пластов ачимовской толщи.

Для прогноза дебита жидкости после ГРП использовались эмпирические зависимости от эффективной мощности пласта, обводненность задавалась по результатам геологопромыслового анализа участка. По некоторым скважинам проводилась корректировка показателей на основе фактического опыта применения ГРП на соседних

скважинах. При расчете дополнительной добычи нефти использовались фактические темпы падения эффекта в среднем по скважинам с ГРП 20052009 гг.

Средние значения ожидаемых показателей эффективности ГРП по объектам представлены в таблице 1.1, значения дополнительной добычи нефти с учетом переходящего эффекта – в таблице 1.2.

Таким образом, суммарная ожидаемая дополнительная добыча нефти после ГРП периода 20142016 гг. с учетом переходящего эффекта составит 25.1 тыс. т. (или 5.0 тыс. т/скв.), в том числе на объекте БС10 – 10.9 тыс. т (3.6 тыс. т/скв.), на пластах ачимовской толщи – 14.2 тыс. т (7.1 тыс. т/скв.).

Таблица 1.1 Средние значения ожидаемых показателей эффективности ГРП в период 20142016 гг.

Год	Объект ГРП	№ скв.	Прирост дебита нефти после ГРП, т/сут	Доп. добыча нефти, тыс.т
2014	БС ₁₀	5240У	6.8	2.5
2015	БС ₁₀	7241	8.0	5.0
	Ач	5540У	15.8	9.5
2016	БС ₁₀	5556	7.5	3.4
	Ач	1842	25.0	4.6

Таблица 1.2 Прогнозные значения дополнительной добычи нефти за счет ГРП 20112014 гг. с учетом переходящего эффекта по объектам месторождения

Объект	Параметр \ Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
БС ₁₀	Кол-во ГРП, ед.	1	1	1	-	-	-	-	3
	Доп. добыча нефти с переход. эффектом, тыс. т	0.6	2.1	2.4	2.5	1.7	1.1	0.5	10.9
АЧ	Кол-во ГРП, ед.	-	1	1	-	-	-	-	2
	Доп. добыча нефти с переход. эффектом, тыс. т	-	3.3	4.7	4.0	1.7	0.5	-	14.2
Итого	Кол-во ГРП, ед.	1	2	2	-	-	-	-	5
	Доп. добыча нефти с переход. эффектом, тыс. т	0.6	5.4	7.2	6.4	3.3	1.6	0.5	25.1

Список использованной литературы

1. Подсчет запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН, построение гидродинамической модели Кочевского месторождения, ГП ХМАО «НАЦРН им. Шпилемана», 2013г.
2. В.Т. Онищенко Методика расчета эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах 2012.
3. Ломакина И.Ю., Корнилов А.В., Стрижнев К.В. Особенности моделирования водоизоляционных работ. Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти, экономика и управление. Сборник статей аспирантов и молодых специалистов. Вып. №6. Уфа 2009 С.7179.
4. Матусевич В.М., Ушатинский И.Н. Особенности состава и формирования геофлюидальных систем ЗападноСибирского нефтегазоносного мегабассейна.
5. Разработка месторождений со сложным составом газа / Р.Д. Маргулов, Р.И. Вяхирев, И.А. Леонтьев, А.И. Гриценко. М.: Недра, 1988. С. 178196.

гр. РМмз-18-6, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БС10₂₋₃ НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье проведен анализ эффективности реализуемой системы разработки объекта БС10₂₋₃ на Тевлинско-русскинском месторождении.

Ключевые слова: Тевлинско-русскинском месторождении, нефть, скважина.

Annotation. This article analyzes the effectiveness of the implemented system for the development of the BS10₂₋₃ object at the Tevlinsko-Russkinskoye field.

Key words: Tevlinsko-Russkinskoye field, oil, well.

Проектными решениями на объекте БС10₂₋₃ предусматривалась организация блоковой трехрядной в сочетании с очаговым заводнением и обращенной семиточечной системы с размещением скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м. Площадь объекта разбуривалась достаточно интенсивно. На дату анализа из 2306 скважин проектного фонда пробурено 83 %.

Из числа пробуренных, к действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин относится 1495 ед. (77,8 %), 152 скважины (7,9 %) - к бездействующему фонду, 93 ед. (4,8 %) – к фонду консервации. Основными причинами вывода скважин в неработающий фонд являются высокая обводненность продукции и низкая продуктивность.

Фактический уровень добычи нефти ниже проектного на 13,3 %, при превышении проектного уровня отборов жидкости на 29,4 %. Отставание добычи нефти от проектного уровня обусловлено обводнением действующего фонда скважин вследствие значительной степени выработанности запасов в разбуренной части. Существенное превышение проектного объема геолого-технических мероприятий за период 2009-2013 гг. позволило избежать значительного падения добычи нефти по объекту, но не обеспечило полной компенсации в результате обводнения скважин

Интенсивное наращивание отборов жидкости обусловило необходимость усиления системы поддержания пластового давления, но даже значительное превышение проектной величины фонда нагнетательных скважин не позволило удержать компенсацию отборов закачкой на проектном уровне.

Нагнетание воды осуществляется при среднем значении устьевого давления 13,2 МПа. Проектная система заводнения сформирована, при этом соотношение добывающих и нагнетательных скважин (характеризующее интенсивность воздействия) в последние годы увеличивается, преимущественно, за счет перевода добывающих скважин под закачку. В

целом по объекту соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин составляет 1,8/1.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,343 д. ед. при утвержденном 0,451 д. ед. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, числящихся на государственном балансе, составляет 80,4 %.

Степень текущей выработки запасов уменьшается от центра залежи к краям. Распределение текущей плотности запасов по площади участков свидетельствует о том, что текущие подвижные запасы в разбуренной зоне преимущественно приурочены к зонам стягивания.

В разрезе наиболее выработанными являются высокопроницаемые, слабодисперсионные коллекторы. Особенностью продуктивных пластов на ряде выделенных геолого-промысловых участков, в значительной степени влияющей на процесс выработки запасов по разрезу, является наличие пропластков повышенной проницаемости, охваченных в большей степени процессом вытеснения, в кровельной части разреза, и значительных водонасыщенных толщин в подошвенной части.

По результатам проведенных промыслово-геофизических исследований были проанализированы профили притока и профили приемистости в скважинах с совместным вскрытием пачек объекта для каждого участка в отдельности, в расчетах использовались исследования, в которых отсутствовали негерметичности колонны и забоя, которые могут внести искажения в профиль притока/приемистости пласта. Для участков 2а, 2б, 3а, 3в характерна преимущественная работа верхней пачки, за исключением нагнетательных скважин участка 2б.

Расчеты с применением характеристик вытеснения показывают, что коэффициент нефтеизвлечения, достигаемый при сформированной системе разработки объекта составляет 0,444 д. ед., разница с утвержденным КИН составит 0,007 д. ед., что свидетельствует о достаточно высокой эффективности системы разработки.

Остаточные запасы нефти, не вовлекаемые в разработку при сложившейся системе разработки в разбуренной части, преимущественно локализованы на участках с опережающим обводнением скважин, в зонах стягивания, не охваченных вытеснением, и в нескрытых перфорацией интервалах пласта.

Неразбуренная часть объекта составляет 17 % от всей площади нефтеносности, и содержит всего 4 % начальных геологических запасов нефти объекта. Преимущественно данные запасы представлены низкими (менее 4 м) нефтенасыщенными толщами, водонефтяной зоной, характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Рекомендуемые мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта: интенсификация добычи и повышение охвата пласта разработкой в зонах стягивания (в частности, применение ГРП и зарезок боковых стволов, в т. ч. с горизонтальным окончанием), изменение направления фильтрационных потоков путем формирования дополнительных очагов заводнения и разрезающих нагнетательных рядов, применение потокоотклоняющих технологий, гидродинамических МУН, а также поиск технологий, направленных на вовлечение в разработку запасов низкопродуктивных краевых зон.

Для вовлечения в разработку низкопроницаемых пропластков нижней части разреза целесообразным будет применение реперфорации нижней части пласта и селективный (учитывая наличие подошвенной воды) ГРП.

4.2 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В работе «Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения», составленном ООО «КогалымНИПИнефть» в 2009 году (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.) предусматривалось выделение на месторождении 10 эксплуатационных объектов: БС102-3, БС11, БС12, ЮС1, ЮС2, БС16-22, ЮС0-Ач, ЮС0, БС100 и БС101.

По результатам опробования, эксплуатации скважин и промыслово-геофизических исследований промышленная нефтеносность в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения связана с отложениями тюменской свиты (пласты ЮС21 и ЮС22); васюганской (пласты ЮС11 и ЮС12); баженовской свиты (пласт ЮС0), отложениями аномального разреза баженовской свиты (пласт ЮС0-Ач); ниже- и среднемеловыми отложениями ачимовской толщи (пласты БС162, БС163, БС17, БС18-19, БС21, БС221, БС222); верхнемеловыми отложениями сортымской свиты (пласты БС100, БС101, БС102-3, БС111, БС112, БС121, БС122). Всего в 20 продуктивных пластах на месторождении выделено 75 залежей нефти.

Основными критериями при объединении продуктивных пластов в единый эксплуатационный объект являются: совпадение структурных планов продуктивных горизонтов, наличие гидродинамической связи между пластами, идентичность коллекторских свойств и физико-химических характеристик пластовых флюидов, что позволяет эффективно осуществлять процесс нагнетания воды во все пропластки, входящие в состав эксплуатационного объекта.

Продуктивный горизонт БС102-3

Пласты продуктивного горизонта БС102-3, являясь наиболее продуктивными на месторождении, содержат более половины запасов нефти всего месторождения (65,6 % начальных геологических запасов нефти категории ВС1). На долю объекта БС102-3

приходится 92 % накопленной и 87 % текущей добычи нефти месторождения. Разработка, согласно проектному документу, ведется самостоятельной сеткой скважин.

В пересчете запасов 2008 г. на объекте БС102-3 выделены три залежи: основная и две небольших залежи в районе скважин 104Р-Т и 59Р-3Т.

Основная залежь горизонта БС102-3 представлена единой залежью нефти в составе сложно построенного неоднородного по разрезу резервуара. Залежь представляет собой единый объект разработки и практически полностью изучена эксплуатационными и поисково-разведочными скважинами.

Граница запасов категории В проведена по эксплуатационным скважинам, пробуренным в соответствии с решением Технологической схемы разработки и введенным в промышленную разработку. По остальной части площади залежи в целом и подсчетных объектов в отдельности, главным образом, в краевых частях, запасы отнесены к категории С1.

В связи с высокой неоднородностью строения разреза в горизонте БС102-3 были выделены 7 пластов, индексируемых как БС102-3/1 - БС102-3/7, что позволило установить определенные закономерности в распределении песчаного материала по площади в принадлежности к отдельным пластам.

По пласту БС102-3/3 запасы категории С1 в северо-восточной части ограничены линиями, проходящими на расстоянии 1 км от границ с запасами категории В; остальная площадь залежи отнесена к категории С2. Запасы небольших залежей 2 и 3 нефти также отнесены к категории С1.

Таким образом, все запасы продуктивного горизонта БС102-3 отнесены к категории ВС1 и составляют 437,8 млн. т.

Горизонт определен как единый нефтесодержащий объект, характеризующийся гидродинамической связью содержащихся в нем пластов по площади и по разрезу, а также общей поверхностью водонефтяного контакта.

Из семи выделенных пластов шесть (БС102-3/1, БС102-3/2, БС102-3/3, БС102-3/4, БС102-3/5, БС102-3/7) имеют область нефтеносности и характеризуются следующими геолого-физическими особенностями:

- физико-химические свойства пластовых флюидов (плотность, вязкость, газосо-держание, объемный коэффициент) не отличаются по своим значениям;
- средняя нефтенасыщенная толщина пластов изменяется от 3,1 (БС102-3/5) до 9,4 м (БС102-3/2), проницаемость – от 47 до $102,7 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- начальное пластовое давление во всех продуктивных пластах составляет 24,7 МПа.

- пласты группы БС102-3 отделены от ниже и вышележащих пластов значительными глинистыми разделами (от 7 до 374 м), что позволяет их надежно изолировать в процессе эксплуатации.

В то же время глинистые разделы между пластами БС102-3/1 - БС102-3/7 незначительны и не позволяют организовать самостоятельные отборы флюидов из каждого пласта в отдельности.

На данный момент все пласты разрабатываются единым эксплуатационным объектом.

Таким образом, исходя из особенностей геологического строения продуктивных пластов и текущего состояния разработки, предлагается сохранить уже сформированный объект разработки БС102-3.

Продуктивный горизонт БС11

На долю объекта БС11 приходится 3,4 % начальных геологических запасов категории ВС1 и 12,4 % запасов категории С2 всего месторождения. Разработка объекта ведется с 2006 года.

Нефтеносность горизонта БС11 установлена в восточной части месторождения.

В результате корреляции определено, что горизонт представляет самостоятельный нефтесодержащий объект. В его составе выделено два пласта – БС111 и БС112.

Основным нефтесодержащим объектом является пласт БС111, в составе которого выделено 2 залежи нефти. В пласте БС112 выявлена одна залежь нефти, расположенная в районе скважины 66Р-ЗТ.

Залежи нефти пластов объекта БС11 характеризуются следующими геолого-физическими особенностями, определяющими принятие решений по выделению эксплуатационных объектов:

- свойства пластовых флюидов (плотность, вязкость, газосодержание) пластов БС111 и БС112 не отличаются по своим значениям, при этом значительно отличаются от свойств других пластов месторождения;
- средняя нефтенасыщенная толщина пластов составляет: по БС111 – 4,1 м, по БС112 – 2,3 м, проницаемость $12,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (БС111); $9,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (БС112).
- начальное пластовое давление в пластах БС111 и БС112 составляет 24,8 МПа;
- в плане контуры залежей горизонта БС11 пересекаются с контурами других пластов месторождения. Расстояние до пластов продуктивного горизонта БС102-3 варьируется от 7 до 58,2 метров (в среднем 26,4 м), до продуктивного горизонта БС12 – от 37,6 до 50,8 метров (в среднем – 50 м). Это позволяет надежно гидродинамически изолировать эти пласты от других в процессе эксплуатации.

Таким образом, учитывая различия ФЕС и физико-химических свойств пластовых флюидов, а также возможность изоляции, горизонт БС11 целесообразно выделить в самостоятельный эксплуатационный объект с разбуриванием сеткой эксплуатационных скважин.

Продуктивный горизонт БС12

Запасы по всей площади развития горизонта отнесены к промышленной категории, так как по результатам поисково-разведочного и эксплуатационного бурения с достаточной степенью детальности установлена граница распространения горизонта и расположение ВНК. На долю объекта БС12 приходится 7,4 % начальных геологических запасов категории БС1.

Горизонт БС12 включает в себя два пласта: БС121 и БС122, которые отличаются друг от друга распределением по площади песчаников и границами их нефтеносности.

В пласте БС121 выявлена одна залежь нефти, расположенная в центральной части лицензионного участка и имеющая вытянутую форму с юго-запада на северо-восток, в плане совпадает с залежью пласта БС122.

В настоящее время залежи этих пластов, представляющие один объект разработки, практически полностью разбурены эксплуатационными скважинами.

Залежи нефти пластов объекта БС12 характеризуются следующими геолого-физическими особенностями, определяющими принятие решений по выделению эксплуатационных объектов:

- свойства пластовых флюидов (плотность, вязкость, газосодержание) пластов БС121 и БС122 не отличаются по своим значениям, при этом имеются различия в свойствах пластовых флюидов по отношению к таковым других горизонтов;
- средняя нефтенасыщенная толщина пластов составляет: по БС121 – 4,9 м, по БС122 – 4,4 м;
- проницаемость по ГИС изменяется от 13 до $15,8 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- начальное пластовое давление в пластах БС121 и БС122 составляет 24,9 МПа.
- гидродинамическая связь пластов БС121 и БС122 обусловлена наличием зон слияния коллекторов и прерывистым развитием глинистых разделов между пластами;
- другим геологическим признаком является последовательное изменение характера насыщения по разрезу горизонта в каждой скважине, отсутствие чередования нефтенасыщенных и водонасыщенных слоев;
- пласты БС121 и БС122 совпадают в плане с пластами продуктивных горизонтов БС102-3, БС16-22 и ЮС1;

- от других объектов пласты группы БС12 отделены значительными глинистыми разделами (от 7 до 114 м), что позволяет надежно изолировать их в процессе эксплуатации.

До выполнения настоящей работы в качестве самостоятельного объекта разработки БС11-12 были выделены пласты БС111, БС112, БС12. В принятой классификации подсчета запасов этому объекту практически полностью соответствует горизонт БС121, который, согласно проектному документу, разрабатывается самостоятельной сеткой. В настоящее время залежи горизонта практически полностью разбурены эксплуатационными скважинами.

С учетом текущего состояния разработки и геолого-физических особенностей пластов в данной работе горизонт БС12 выделяется в самостоятельный эксплуатационный объект.

Список использованной литературы

1. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
2. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
3. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001 г.
4. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
5. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». – Послед. обновление 06 июля 2015 г.
6. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).

АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ГТМ ПРОВОДИМЫХ НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье проведен анализ мероприятий, относящиеся к ГТМ проводимых на Тевлинско-русскинском месторождении.

Ключевые слова: ГТМ, Тевлинско-русскинское месторождение, нефть.

Annotation. This article analyzes the activities related to GTM conducted at the Tevlinsko-Russkinskoye field.

Key words: GTM, Tevlinsko-russkinskoe field, oil.

Каждая нефтедобывающая компания имеет собственные стандарты по отнесению к ГТМ тех или иных мероприятий, проводимых на скважине, тем не менее, обычно ГТМ относятся следующие виды:

Обработка призабойной зоны

За последние пять лет (2009 - 2013 гг.) на Тевлинско-Русскинском месторождении проведено 325 обработок призабойной зоны пласта, в том числе 20 обработок на скважинах неработающего (бездействующего, консервационного) фонда. Дополнительная добыча от ОПЗ составила 239,2 тыс. т, удельная эффективность 736 тонн на 1 скважино-операцию.

Описание используемых технологий ОПЗ. Состав Алдинол-20 представляет собой смесь многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ и соляной кислоты.

Кислотный состав КСПЭО представляет собой смесь соляной кислоты и модификаторов МК-Р и МК-Н. Модификатор МК-Р представляет собой смесь растворителя и поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 0,9 г/см³. Модификатор МК-Н представляет собой смесь поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 1,05 г/см³.

Комплексная технология Гелий включает в себя обработку многокомпонентным кислотным составом, в который входят синтетическая соляная кислота, катионные и неионогенные ПАВ, реагенты на основе уксусной и лимонной кислоты, деэмульгаторы. Освоение проводится комплексом «Трилон-В».

Технология Элтинокс представляет собой кислотный состав на основе соляной кислоты с катионными и неионогенными ПАВ.

Селективный метод газо-импульсной обработки (ГИО) призабойной зоны пласта заключается в обработке намеченных точек в интервалах перфорации импульсами (длительностью 0,1 - 0,15 сек.) высокого давления (порядка 800-1000 Ат) с применением глубинного скважинного генератора, использующего в качестве рабочего агента газообразный азот, что позволяет обеспечить давление в зоне обработки в несколько раз превышающее горное и избирательно воздействовать на выбранные участки;

Генератор колебаний плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) по техническим параметрам полностью соответствует характеристикам, присущим нелинейным системам - энергоемкий, выделяет значительное количество энергии с высокой температурой (25000-28000 °С) за короткий промежуток времени (50-53 мкс), формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение, а сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе обработки скважины способствует выносу кольматирующих веществ в ствол скважины.

В целом проведенные ОПЗ показали хорошие результаты. Имеющийся перечень технологий ОПЗ позволяет достаточно успешно достигать на Тевлинско-Русскинском месторождении необходимые приросты дебита жидкости и нефти. Наиболее эффективно себя проявила технология Гелий, на основе проведенного анализа рекомендуется её дальнейшее использование.

Физико-химические методы

Высокие показатели разработки нефтяных месторождений и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) можно получить только при эффективном регулировании процесса фильтрации. Регулирование с помощью физико-химических МУН обеспечивается перераспределением фильтрационных потоков внутри пласта. Такое воздействие приводит к вовлечению в процесс вытеснения «застойных» зон, не охваченных процессом фильтрации.

На месторождении с целью повышения нефтеотдачи пластов на нагнетательном фонде за 2011 – 2015 гг. проведено 1748 обработок потокоотклоняющими технологиями, суммарная дополнительная добыча нефти за 5 лет составила 2757,51 тыс. т, средняя удельная эффективность – 1577 т. Эффективность технологий приведена с учетом переходящего эффекта.

Гидродинамические методы

Разработка программы по проведению нестационарного заводнения (НЗ) – состоит из трех основных этапов: выбор участков на месторождении, классификация участков по степени возможной эффективности НЗ и составление программы применения НЗ.

Для выбора участков под НЗ (под циклическую закачку воды) использовалась разработанная в ООО «КогалымНИПИнефть» методика, которая основывается на использовании четырехслойной геолого-статистической модели, учитывающей наличие литологической связности низко- и высокопроницаемых пропластков. Участки выбирают в области пласта с наличием разнопроницаемых литологически связных пропластков, определённых на основании каротажных диаграмм по разрезу скважин. Для учёта связности и других параметров, например, такого как объём возможных вертикальных перетоков (доля расхода воды, приходящаяся на неоднородную гидродинамически связанную часть пласта), вводится комплексный параметр F_{co}

Работы по реализации нестационарного (циклического) заводнения (НЗ) на объектах Тевлинско-Русскинского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» по адресным специальным программам, основанным на изучении геологических особенностей месторождения и технологических возможностях их реализации проводились в 2009 г.

Максимальная дополнительная добыча нефти от НЗ была получена в 2012 г. – 39,8 тыс. т (68 мероприятий). Минимальная в 2005 и 2007 гг., соответственно, 2,2 (3 остановки) и 4,0 (3 остановки) тыс. т. В 2010 и 2011 гг. получено, примерно, одинаковое количество нефти, 26,5 и 26,3 тыс. т, соответственно. В последние годы наблюдается тенденция к снижению дополнительной добычи нефти от ГТМ по НЗ с 39,8 тыс. т в 2012 г. до 9,6 тыс. т в 2015 г. при почти одинаковом количестве мероприятий.

Бурение вторых стволов

Бурение вторых стволов на месторождении начато в 2001 году со скважины № 8332Н. По состоянию на 01.01.2016 года было проведено 187 зарезок боковых стволов, из них: 128 скважин с горизонтальным окончанием (БВГС) и 59 скважин – с наклонно-направленным окончанием (БВС). Геологотехнические мероприятия по бурению вторых стволов на Тевлинско-Русском месторождении реализованы на участках со сформированной системой разработки, с пробуренным проектным фондом, для довлечения в разработку не выработанных остаточных запасов.

Бурение вторых стволов на объекте применяется как для выработки остаточных запасов нефти, так и для вовлечения в разработку неразбуренных ранее зон. Эффективность вторых стволов значительно увеличилась после начала применения на них ГРП. В условиях выработанности основной части запасов месторождения этот метод будет иметь все большее значение для выработки зон концентрации остаточных запасов.

Перфорационные работы

В период с 01.01.2011 по 01.01.2016 годы на Тевлинско-Русском месторождении выполнено 161 мероприятие по прострелочно-взрывным работам. Данный

вид мероприятия является достаточно эффективным методом повышения продуктивности добывающих скважин. Из общего объема реализованных мероприятий выполнены мероприятия: по приобщению – 7 скважино-операций, перестрел (или реперфорация) ранее перфорированных интервалов – 119 скважино-операций, на 32 скважинах - дострел ранее не вскрывавшихся нефтенасыщенных интервалов, глубокопроникающая перфорация специально выбираемых интервалов разреза скважин.

На Тевлинско-Русскинском месторождении чаще всего применяются кумулятивные перфораторы ПК-105С, и ПК-89. В связи с необходимостью улучшения качества вторичного вскрытия, повышенный интерес вызывает опыт применения компанией «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» на месторождениях региона перфораторов типа «Predator», позволяющих создавать каналы глубиной 65, 95 и 130 см. Данные перфораторы обладают низкой фугасностью и, несмотря на значительную глубину создаваемых после перфорации каналов, не разрушают эксплуатационную колонну и цементный камень, поэтому чаще всего применяются после РИР и при освоении новых скважин.

В настоящее время месторождение разрабатывается в соответствии с «Проектом разработки Тевлинско-Русскинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.). В настоящее время в разработке находятся объекты БС102-3, БС11, БС12, БС16-22, ЮС1, ЮС2.

Исходя из особенностей геологического строения продуктивных пластов, состояния разработки, фазового состояния углеводородов, возможности управления процессом разработки, выделено десять эксплуатационных объектов: БС100; БС101; БС102-3; БС11; БС12; БС16-22; ЮС0; ЮС0-Ач; ЮС1; ЮС2.

Расчетные варианты формировались отдельно для каждой залежи объектов с учетом степени освоенности, ранее принятых и уже реализованных решений по системам расстановки скважин и воздействия на пласт и с учетом фактических результатов проводившихся мероприятий по интенсификации добычи и увеличению нефтеотдачи.

По всем разрабатываемым залежам рассмотрены варианты, предусматривающие доформирование намеченных ранее систем воздействия с учетом эффективности фактически реализованных систем и структуры текущих подвижных запасов, проведение ГТМ в локализованных участках повышенной концентрации запасов, в том числе применение технологий, начавших применяться относительно недавно и показавших достаточно высокую эффективность (бурение горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов, проведение многозонных ГРП в горизонтальных скважинах).

По не разбуренным залежам нефти были рассмотрены варианты с применением различных систем воздействия и плотностью сеток. Ввод данных залежей рассматривался как бурением новых скважин, так (по возможности) проектными скважинами других объектов, выполнивших свое проектное назначение, а так же с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации. На не разбуренные залежи предложено внедрение горизонтальных скважин. Предусматривается применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения: ГРП, ОПЗ, бурение боковых стволов, в т.ч. с горизонтальным окончанием, скважин сложной конструкции, в т.ч. горизонтальных, многоствольных, технологии ОРЭ, ремонтно-изоляционные работы, физико-химические и перфорационные методы, вывод скважин из неработающих категорий.

Список использованной литературы

1. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
2. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
3. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001 г.
4. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
5. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». – Послед. обновление 06 июля 2015 г.
6. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация: Потенциальные мировые ресурсы тяжелых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ) сопоставимы, а по некоторым оценкам, превышают запасы традиционных или же легких нефтей. При этом удельный вес ТН и ПБ в структуре углеводородного сырья шаг за шагом растет. Относясь к категории трудноизвлекаемого сырья, тяжелые нефти и природные битумы выделяются от обычных нефтей высокой вязкостью и многокомпонентным составом. В результате последнего они рассматриваются не только как энергетический источник, но и как комплексное сырье XXI века.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, ТН, внутрипластовое горение.

Abstract: the Potential world resources of heavy oil (TN) and natural bitumen (PB) are comparable, and according to some estimates, exceed the reserves of traditional or light oil. At the same time, the share of TN and PB in the structure of hydrocarbon raw materials is growing step by step. Classified as hard-to-recover raw materials, heavy oils and natural bitumens are distinguished from conventional oils by their high viscosity and multi-component composition. As a result of the latter, they are considered not only as an energy source, but also as a complex raw material of the XXI century.

Key words: oil fields, TN, intra-formation Gorenje.

Кроме углеводородов, ТН и ПБ, как правило, имеют повышенное содержание сернистых соединений, смол, асфальтенов, нефтяных кислот, кондиционные концентрации редких и цветных металлов. Из этого углеводородного сырья получают такие важные для народного хозяйства продукты, как сера, сульфоксиды, сульфоны и кокс с высоким содержанием ванадия, сам ванадий, нефтяные кислоты и высококачественные смазочные и лакокрасочные материалы, битумы дорожные и строительные, низкотемпературные моторные топлива и др. Тяжелые высоковязкие нефти (ТВВН) и природные битумы близки по составу и имеют много общего в технологических и экономических подходах к их освоению, поэтому, следуя Р. С. Хисамову, Н. С. Гатиатуллину, В. И. Макаревич и др. (2009), вполне корректно их рассмотрение в единой связке. При этом, тем не менее, требуется дифференцированный подход к различию этих углеводородов по подвижности (вязкости) в пласте.

Среди существующих методов увеличения нефтеотдачи, внутрипластовое горение (ВГ) привлекло большое внимание в мире за последнее время. Такие особенности

технологии как применимость на больших глубинах, на любых стадиях выработки, отсутствие теплопотерь на поверхности и по стволу скважины, легкодоступность рабочего агента (воздуха) делает эту технологию самой эффективной и экономически выгодной по сравнению с закачкой пара.

Тепловые (термические) методы воздействия на нефтяной пласт сформированы на внесении в продуктивный пласт тепловой энергии с целью роста температуры в нефтепластовой среде, снижения вязкости пластовых флюидов и, в итоге, увеличения нефтеизвлечения. В зависимости от того, где выделяется тепло, термические методы делятся на две группы.

В первой из них тепло генерируется на поверхности и переносится в пласт с помощью рабочих агентов (теплоносителей), в качестве которых могут использоваться вода, водяной пар с добавлением пенообразователей, парогаз, термополимерный раствор и др.

Во второй группе методов тепло выделяется непосредственно в пласте при сжигании части нефти, а процесс горения поддерживается с помощью закачки в пласт окислителя, роль которого играют воздух, кислород или их сочетания (внутрипластовое горение ВГ, термогазовая технология).

Возможно также разновидность и комбинация описанных вариантов с нагревом рабочего агента на поверхности и дополнительным подогревом его на забое скважины.

К первой группе относится значительное количество технологий, которые разработаны, испытаны и применяются на промыслах в зависимости от их специфических геолого-физических условий и конъюнктурных экономических соображений.

Технологии нагнетания теплоносителей отличаются типом рабочего агента, характером их закачки, расположением скважин и т. д.

По типу рабочего агента используются следующие технологии нагнетания в пласт теплоносителей:

- воздействие горячей водой (ВГВ);
- паротепловое воздействие (ПТВ);
- воздействие парогазом (комбинирование нагнетания пара с добавлением неконденсирующихся газов — углекислого газа, азота и др.);
- термополимерное воздействие (ТПВ).

Наиболее подготовленным в технологическом и техническом отношении является паротепловое воздействие на пласт, ему же принадлежит и доминирующая роль в практическом использовании.

На начальной стадии внедрения термических методов разработки, как правило, применяли технологию непрерывного нагнетания теплоносителей (горячей воды, водяного пара и дымогазов — продуктов сгорания топлива).

Схема с непрерывным нагнетанием в пласт теплоносителя (горячей воды) рассмотрена в [27]. Расчеты, выполненные по модели Ловерье на линейной модели пласта и при плоскорадиальном течении с осевой симметрией, показывают, что при длительной закачке горячей воды можно прогреть пласт на значительную глубину.

Так, например, закачка подогретой до 75–85 °С воды осуществлялась на месторождении Узень (Казахстан) в течение нескольких лет в условиях резкой неоднородности и сложности строения продуктивных пластов, залегающих на глубинах 1000–1400 м, высокого содержания парафина и смол, близости температуры кристаллизации парафина (57–60 °С) к начальной пластовой (60–65 °С).

Подобные технологии требуют большого расхода тепловой энергии (топлива) и на завершающей стадии всегда сопровождаются закачкой ненагретой воды. При постоянном нагнетании теплоносителя в пласт значительная часть тепла потребляется на нагревание пород, которые залегают выше или ниже продуктивного пласта, то есть по существу теряется. Для снижения расхода тепловой энергии и повышения экономической эффективности предлагаются различные схемы ввода теплоносителя в пласт.

К ним относятся, в частности, следующие технологические схемы:

- создание тепловой оторочки с последующим продвижением ее ненагретой водой;
- циклическое и блочно-циклическое воздействие;
- площадное или рядное воздействие;
- нагнетание парогазового теплоносителя (комбинированное нагнетание пара с добавлением неконденсирующихся газов, углекислого газа, азота и др.);
- технология импульсно-дозированного термического воздействия (ИДТВ);
- импульсно-дозированное термическое воздействие с паузами (ИДТВП);
- технология теплоциклического воздействия на пласт (ТЦВП);
- технология термополимерного воздействия (ТПВ);
- технология парогравитационного дренажа (SAGD);
- термошахтные технологии.

Закачка теплоносителя может быть произведена как в вертикальные, так и в горизонтальные скважины (технология парогравитационного дренажа), а также в скважины, пробуренные из полевых штретков (термошахтные технологии). В литературе

предлагаются и другие различные варианты комбинированных технологий нагнетания в пласт теплоносителей, которые требуют специального рассмотрения.

Тепловые методы могут совершенствоваться в следующих направлениях:

- предотвращение прорывов пара в неоднородных пластах с применением пен, полимеров, циклического воздействия и др.;
- увеличение площади прогрева пласта с помощью горизонтальных скважин;
- утилизация отходящего тепла, в том числе для производства электричества;
- использование дешевых видов топлив, таких как торф, метан, радиочастотные и термоакустические нагреватели, возобновляемой энергии солнца, ветра, воды и др.

Для ВГ перспективно применение в качестве окислителя кислорода, с помощью которого удастся поддерживать процесс горения таких нефтей, которые не горят при нагнетании воздуха.

Отечественный опыт

В нашей стране накоплен значительный опыт по разработке месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Так, скопления битумов издавна привлекали внимание многочисленных исследователей и промышленников. В частности, на территории современного Татарстана выходы нефти и битумных пород были известны с давних времен в таких местах, как Сюкеево на Волге, Нижняя Кармалка, Шугурово, Сугушлы, Сарабикулово и др. С конца XVIII века производилась добыча битуминозных пород на Сарабикуловском, Шугуровском, Сюкеевском и других месторождениях с последующим получением гудрона.

В начале XIX века разработка залежей битумов и высоковязких нефтей с помощью шахт и глубоких колодцев проводилась в Дагестане (Уйташ), Азербайджане (Шубаны), Чечне (Старогрозненское), Украине (Борислав), Коми (Ярега, Ижма) и др. Однако объемы этих работ были невелики.

В конце XIX и начале XX века на территории Татарстана действовало несколько предприятий по добыче битумов, в том числе и Шугуровский завод, использовавший для выработки битума битуминозные песчаники одноименного месторождения.

На Шугуровском битумном месторождении с 1887 по 1943 год (с перерывами) проводилась подземная разработка битумоносных песчаников Шугуровской горы. Первоначально разработка пород производилась вручную — ломами, а дробление — кувалдами, песчаники транспортировались от забоя на дневную поверхность тачками.

После реконструкции 1927 года рудник и завод представляли собой крупное промышленное предприятие с численностью постоянно работающих 367 человек (1935 г.).

В руднике было добыто 22760 т битуминозного песчаника. С момента открытия Ромашкинского месторождения Шугуровский нефтебитумный завод стал использовать его нефть для выработки битумов различных марок и других нефтепродуктов.

Достаточно успешный опыт карьерной разработки уфимских битумо-носных песчаников в Татарстане получен на Спиридоновском месторождении. С использованием добытого сырья построена асфальтовая дорога Шугурово-Клявлино.

В будущем подающий большие надежды метод ВГ служит для освоения месторождений тяжелых нефтей и природных битумов являются внутрипластовые скважинные методы с тепловым воздействием на продуктивный пласт, установлено в практике как третичные методы разработки.

Внимание к тепловым методам в нашей стране появился давно в 20–30-е годы XX века выдающиеся ученые отечественной нефтяной геологии И. М. Губкин, А. Д. Архангельский и Д. В. Голубятников прогнозировали огромную роль тепловых методов при разработке месторождений высоковязких нефтей.

С предложениями об испытании и применении термического способа воздействия на продуктивный пласт выступили сотрудники Государственного исследовательского нефтяного института (ГИНИ, Москва). В 1931–1932 годах А. Б. Шейнман задался целью подвергнуть нефтяные пласты термическому воздействию с помощью различных конкретных способов:

- Зажигания пласта и создания в нем движущегося очага горения;
- Закачки в пласт смеси нагретых газов и паров воды;
- создания на забое скважины постоянного теплового источника и т. п.

Эти методы предназначались для увеличения нефтеизвлечения из пластов месторождений, эксплуатирующихся первичными способами и истощенных [10].

В 1932–1934 годах научные сотрудники ГИНИ А. Б. Шейнман, К. К. Дубровай, С. Л. Закс, Н. А. Сорокин, М. М. Чарыгин провели обширные лабораторные исследования по применению внутрипластового горения.

Впервые было экспериментально подтверждено, что:

- нефтяной пласт возможно зажечь;
- горение в пласте можно поддержать путем нагнетания воздуха, причем это горение сопровождается значительным повышением температуры в пласте;
- фронт очага горения может распространяться по пласту от зажигательной скважины к эксплуатационным;
- на забое можно также поддерживать неподвижный очаг горения;

- пласт, подвергнутый тепловой обработке, отдает максимум (почти всю) нефть.

Эксперименты по созданию ВГ впервые в мировой практике были начаты на Ширванском месторождении Краснодарского края. Однако эти опыты были прерваны войной. Работы по применению тепловых методов возобновились через 10 лет после ее окончания по инициативе Н. К. Байбакова. В 1965 году на месторождении Зыбза — Глубокий Яр были проведены первые пароциклические обработки скважин. Силами Краснодарского филиала ВНИИнефти (затем КраснодарНИПИнефти), ИГиРГИ, Краснодарнефтепроекта и НГДУ Хадыженнефть был составлен проект опытно-промышленной установки и начиная с конца 1966 года успешно осуществлен эксперимент по применению внутрипластового горения [10].

Опытные работы под руководством А. Г. Гарушева были начаты на залежах тяжелой нефти Зыбза и залежи нефти Павлова Гора, которые резко отличаются друг от друга по физическим и геолого-промысловым характеристикам. При этом залежь Павлова Гора оказалась более благоприятной для применения внутрипластового горения, чем залежь тяжелой нефти Зыбза. Первая представлена выдержанным по площади гранулярным высоко-нефтенасыщенным пластом, тогда как вторая — прослоями глин, алевролитов, доломитовыми и глинистыми, а также грубообломочными брекчиями. Проведение работ на разных по характеристикам залежах позволило значительно полнее выявить все факторы, влияющие на эффективность разработки нефтяных пластов с применением внутрипластового горения.



Рисунок 1.1 – Внутрипластовое горение

Работы по охвату ВГ залежи нефти Павлова Гора показали высокую эффективность метода. Себестоимость одной тонны дополнительно добытой нефти была почти на 20 % ниже себестоимости, которая была бы при разработке залежи без применения внутрипластового горения. Процесс ВГ позволил существенно интенсифицировать темп разработки залежи. По расчетам конечный коэффициент нефтеизвлечения в этой зоне может достичь 0,60 (вместо 0,11 на естественном режиме).

На залежи тяжелой высоковязкой нефти (вязкость в пластовых условиях 2000 мПа•с) Зыбза, продуктивный пласт, которой описывается по неоднородностью коллекторских свойств как по разрезу, так и по площади, и представлен коллекторами микро- и макропористого типа с проницаемостью от 0,05 до 300 мкм², были получены негативные результаты применения ВГ. Тем не менее они имеют научное и практическое значение и их следует учитывать при выборе объектов для внутрипластового горения.

Метод внутрипластового горения на Мордово-Кармальском месторождении является наиболее отработанным. Здесь горение инициировано на двух обращенных пятиточечных элементах, разбуренных по сетке 50×50 и 100×100 м. Максимальная температура в пласте, достигала 1021 °С. Средняя скорость движения фронта горения составляла 0,056 м/сут. С 1978 по 1999 год закачено более 600 млн м³ воздуха, добыто около 400 тыс. т жидкости, в том числе нефти 163 тыс. т. Среднесуточный дебит по скважинам изменялся: по жидкости — от 1,0 до 20,0 т, по нефти — 0,1 до 8,9 т. Процесс ВГ начинается с образования в пласте устойчивого горения с помощью различного типа генераторов (термогазовых, электрических, химических и др.). Опыт применения забойных термогенерирующих устройств выявил сложность их извлечения из скважины после инициирования горения. В связи с этим была разработана технология инициирования горения с помощью ввода тепла в призабойную зону теплоносителем (паром) с поверхности, учитывая, что месторождения в Татарстане характеризуются малой глубиной залегания продуктивного пласта и вследствие этого незначительностью тепловпотерь по стволу скважины. Давление нагнетания теплоносителя при этом выбирается для каждой скважины индивидуально, исходя из конкретных геолого-физических характеристик пласта.

Список использованной литературы

1. Ахунов Р. М., Абдулхаиров Р. М., Гареев Р. З. и др. Способ повышения эффективной добычи природных битумов // Техника и технология добычи нефти. — 2007. — № 8. — С. 132–134

2. Липаев А. А. Классификация методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов // Материалы научной сессии ученых. — Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011. — С. 3–12.

3. Особенности освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы / Р. С. Хисамов, Н. С. Гатиятуллин, В. Н. Макаревич и др. — СПб.: ВНИИГРИ, 2009. — 212 с.

4. Янгуразова З. А., Ракутин Ю. В., Волков Ю. В. и др. Перспективы ввода в разработку месторождений природных битумов Татарстана // Вопросы промышленного освоения месторождений природных битумов Урало-Поволжья: ВНИИнефть. — 1994. — Выпуск. 119. — С. 43–46.

5. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. — М.: Недра, 1969. — 256 с.

УДК 622

Полотов М.А.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. Горение — это сложный физико-химический окислительный процесс, происходящий при конкретных ситуациях и сопровождающийся превращениями веществ с выделением больших количеств теплоты.

Ключевые слова: технология внутрипластового горения, нефтяные месторождения, нефть.

Annotation. Gorenje-a complex physical and chemical oxidative process that occurs under specific conditions and is accompanied by transformations of substances with the release of large amounts of heat.

Keywords: technology of intra-layer Gorenje, oil fields, oil.

Перспективным методом повышения добычи нефти из нетрадиционных коллекторов является закачка воздуха с последующим созданием фронта горения. Был выполнен лабораторный эксперимент в трубе горения со стадиями катагенеза ПКЗ-МК1. При этом в трубу загружались измельченная фракция и цилиндрические образцы, для которых предварительно были определены ФЕС. Результаты экспериментов показали возможность преобразования твердого органического вещества породы в результате такого

воздействия в синтетическую нефть. Установлено, что получаемая нефть отличается от используемой для создания фронта горения повышенным содержанием ароматических фракций. Анализ выделившихся газов также показал, что в трубе горения протекают высокотемпературные реакции окисления, при этом в газовой фракции содержатся полученные углеводороды, в первую очередь метан. Некоторые реакции могут повышать температуру от оптимальной 300–350 до 460 °С, что может приводить к вторичному крекингу и разложению некоторых образовавшихся нефтяных фракций.

Анализ изменения геохимических характеристик подтвердил реализацию генерационного потенциала керогена до 90 %. В то же время принципиальные результаты были получены в процессе исследования изменения ФЕС после внутрипластового воздействия. Установлено, что пористость части образцов, через которые прошел высокотемпературный фронт горения, увеличилась от 1 до 32 %, а проницаемость по газу – от нескольких дарси до 6 мД ($6 \cdot 10^{-3}$ мкм²). В некоторых образцах после преобразования керогена образовались трещины. Полученные результаты показывают, что повышение пористости и проницаемости пород после продвижения температурного фронта, с одной стороны, позволит прогревать пласт дальше от эпицентра горения, с другой – создать связанную систему пор, повышающую нефтеотдачу.

Таким образом, закачка воздуха в пласт и проведение внутрипластового горения являются высокоперспективными методами повышения добычи нефти, однако необходимы дополнительные эксперименты для понимания протекающих процессов и контроля их режима.

Технологии внутрипластового горения

Метод внутрипластового горения применим для вытеснения нефти в следствии воспламенения непосредственно нефти в продуктивном пласте и последующем поддержания процесса горения и продвижения температурного очага горения по пласту.

Данный метод имеет отличие от других термических методов в том, что на его процесс инициирования используется подземные источники энергии. За счет сжигания пластовой нефти образуется тепло, которое воздействует непосредственно на нефтяной пласт.

В основе метода лежит способность углеводорода вступать в химическую реакцию с кислородом и получать при этой реакции большое количество выделенного тепла. Образование температурного фронта горения в пласте, является отличием от других термических методов. При использовании других термических методов встречается ряд других проблем, связанных в потери и переноса тепла в продуктивный пласт путем

нагнетания в него теплоносителя. Исходя из этого метод внутривпластового горения лишен этими проблемами.

В начале процесс горения осуществляется через скважину-зажигательницу. Через скважину подается окислитель (воздух) и параллельно разогревается призабойная зона пласта с помощью, газовой горелки, забойного электронагревателя. В результате этого набирает обороты экзотермические реакции окисления нефти, которые приводят к процессу горения в призабойной зоне пласта.

После создания очага горения непрерывное нагнетание воздуха в пласт обеспечивает поддержания процесса так и перемещения фронта горения по продуктивному пласту. При нагнетании окислителя(воздуха) через нагнетательную скважину, то фронт горения продвигается в направлении от нагнетательной к добывающей, данный процесс называется прямоточным в отличие от противоточного, когда фронт горения продвигается от добывающих к нагнетательным, то есть против движения нагнетаемого окислителя (воздуха). На данном этапе противоточное горение пока не получило положительного применения, поэтому в данной диссертационной работе будет рассмотрен метод прямоточного горения на пятиточечной системе.

После того как на пласт воздействовали водой, водяным паром и другими реагентами, в пласте остается часть нефти, так называемой оставшейся нефти, которая и служит расходом топлива для внутривпластового горения и создания перемещения фронта горения. В итоге сгорают самые тяжелые фракции нефти, а именно, кокс. Различные геолого-промысловые условия служащие инструментом концентрации кокса 11-42 кг на 1 м³ пласта. И этот значимый параметр определяется экспериментально в лабораторных условиях. Вследствие увеличения вязкости и плотности нефти концентрация кокса увеличивается, но с ростом проницаемости породы – уменьшается. Так же было выявлено, что при поддержании внутривпластового горения путем нагнетания только окислителя воздуха, потеря тепла в конечном итоге горения породы происходит медленнее из-за малой теплоемкости потока воздуха, чем при нагревании породы перемещающимся фронтом горения. Основная часть создаваемого в пласте тепла остается позади фронта горения и со временем распространяется по пласту.

Сухое прямоточное горение

Внутривпластовое горение, которое осуществляется путем нагнетания в пласт только воздуха, получило название сухого.

При сухом прямоточном горении в пласте можно отметить несколько характерных зон, которые удобно описывать в направлении движения фронта горения: выжженную зону, фронт горения, многофазную зону (область испарения), содержащую пар, газы, воду,

легкие углеводороды, зону конденсации, нефтяного вала, зону, не охваченную воздействием (рисунок 1.1).

Выжженная зона. В этой области уже прошел фронт горения, и она характеризуется практически из сухой породы без нефти. Нефть пониженной вязкости остается лишь у кровли и подошвы. Температура в зоне достаточно велика и плавно возрастает в направлении вытеснения. Здесь фильтруется окислитель (воздух), который при движении нагревается от горячих пород-коллекторов.

Фронт горения представляет собой сравнительно узкую по радиусу зону, окружающую нагнетательную скважину, в которой происходят высоко температурные окислительные процессы, то есть горение остаточного коксоподобного топлива. Температура на фронте горения достигает своего максимального значения 650 °С и выше. Он продвигается со скоростью прямо пропорциональной расходу окислителя.

Высокая температура в продуктивном пласте обуславливает процессы низкотемпературного окисления, воспламенения и горения углеводородов, а также стимулирует физико-химические превращения, которые свойственны технологии переработки нефти (дистилляция и конденсация, крекинг.

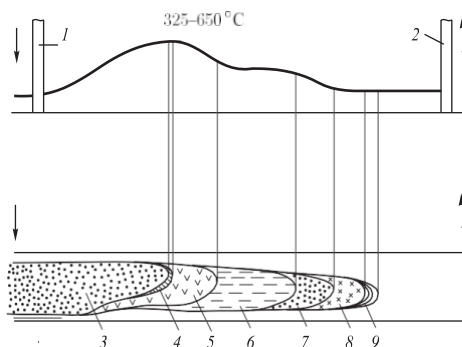


Рисунок 1.1 – Схема процесса прямооточного внутрипластового горения:

1 — нагнетательная скважина; 2 — добывающая скважина; 3 — выжженная зона; 4 — фронт горения; 5 — зона испарения; 6 — зона пара; 7 — зона конденсации; 8 — легкие углеводороды; 9 — нефтяной вал

Зона испарения непосредственно близко граничит с фронтом горения и включает в себя область коксообразования (образование и отложение топлива на породе). Ее нагрев происходит из-за теплопроводности и конвективного переноса тепла парами нефти, воды и газообразными продуктами горения. Температура в данной зоне снижается от температуры горения до температуры кипения воды при пластовом давлении из-за теплообмена паров воды, нефти и газообразных продуктов горения с более холодной пластовой системой.

Зона пара (паровое плато). В ней происходит испарение воды, содержащейся в пласте в свободном и связанном состоянии, а также разгонка легких фракций нефти,

которые вытесняются в зону горячей воды (или конденсации). Температура в интервале парового плато контролируется, главным образом, фазовым равновесием.

Зона конденсации (горячей воды). В ней конденсируются пары воды и нефти, продолжая взаимодействовать с более холодной породой, нефтью и связанной водой, вызывая кипение пластовых флюидов. Последнее при соответствующем давлении (которое несколько уменьшается в направлении от фронта горения) обеспечивает стабилизацию температуры в этой зоне. Нефть здесь вытесняется горячим конденсатом воды и легких фракций углеводородов, парами воды и газообразными продуктами горения.

Впереди зоны конденсации находится нефтяной вал и область пласта, практически не подвергшаяся воздействию, но имеющая насыщение газами горения.

При сухом внутрипластовом горении главная доля выделенного тепла из-за низкой теплоемкости закачиваемого окислителя остается сзади фронта горения и не принимает участие в процессе вытеснения нефти. Это хорошо видно из графика распределения температуры в пласте (рисунок 2.1). Впереди фронта горения температура пласта довольно резко снижается вплоть до пластовой, поскольку тепло, переброшенное потоками газа, расходуется на нагревание породы и содержащейся нефти. Позади фронта, наоборот, из-за рассеивания тепла в горные породы, окружающие пласт, наблюдается плавное снижение температуры. Отсюда размер прогреваемой области впереди фронта горения существенно меньше, чем позади ее.

Для того чтобы повысить эффективность процесса, необходимо увеличить переброску тепла из зоны горения в область вытеснения. Этого можно добиться за счет повышения теплоемкости закачиваемого агента.

Список использованной литературы

1. Ахунов Р. М., Абдулхаиров Р. М., Гареев Р. З. и др. Способ повышения эффективной добычи природных битумов // Техника и технология добычи нефти. — 2007. — № 8. — С. 132–134
2. Липаев А. А. Классификация методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов // Материалы научной сессии ученых. — Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011. — С. 3–12.
3. Особенности освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы / Р. С. Хисамов, Н. С. Гатиятуллин, В. Н. Макаревич и др. — СПб.: ВНИИГРИ, 2009. — 212 с.
4. Янгуразова З. А., Ракутин Ю. В., Волков Ю. В. и др. Перспективы ввода в разработку месторождений природных битумов Татарстана // Вопросы промышленного

освоения месторождений природных битумов Урало-Поволжья: ВНИИнефть. — 1994. — Выпуск. 119. — С. 43–46.

5. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. — М.: Недра, 1969. — 256 с.

УДК 622

Полотов М.А.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. Как и любая другая технология разработки нефтяных месторождений внутрипластовое горение, имеет свои преимущества и недостатки. При создании надлежащих условий технология ВГ сравнима с ПТВ и в идеальном случае может обеспечить более высокий коэффициент извлечения тяжелых нефтей и природных битумов вплоть до 0,55 по сравнению с 0,3–0,4 при паротепловом воздействии.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, внутрипластовое горение, нефть.

Annotation. Like any other technology, the development of oil fields in situ combustion has its advantages and disadvantages. When the right conditions are created, the VG technology is comparable to PTV and, ideally, can provide a higher recovery rate for heavy oils and natural bitumen up to 0.55 compared to 0.3–0.4 for steam-thermal exposure.

Key words: oil field, in situ burning, oil.

Вместе с тем метод внутрипластового горения остается технологически не вполне отработанным и имеющим ряд отрицательных факторов.

Первоочередной при реализации процесса ВГ является проблема обеспечения безопасности работ как на стадии инициирования, так и на стадии осуществления горения. Основная трудность здесь — это возможность взрыва гремучей смеси, способной образоваться при недостаточной активности системы «порода – нефть», невысокой начальной температуре в пласте и неполном потреблении кислорода.

Во-вторых, это слабoreгулируемый и трудно управляемый процесс, происходящий в пласте. Так, при наличии в последнем подошвенной воды закачиваемый воздух будет прорываться в водяной слой. Двигаясь по нему, он может повторно входить в нефтяную зону за счет капиллярно- гравитационного эффекта, что может приводить к

самопроизвольному возгоранию и образованию вторичных фронтов горения на различных расстояниях от нагнетательной скважины.

Дополнительную сложность вносит отсутствие надежных технических средств контроля и доступных средств управления процессом ВГ.

В-третьих, это трудности, связанные с разработкой залежей — проскальзыванием и преждевременным прорывом газов горения и воздуха в добывающие скважины, а также их скоплением и развитием процесса в повышенной (прикровельной) части пласта (гравитационная сегрегация), что снижает коэффициент охвата пласта тепловым воздействием.

Неэффективно и распределение тепла при ВГ, так как сравнительно большая прогретая зона образуется позади фронта горения.

В то же время не всегда удастся его вести при низкой температуре в фазе постоянного влажного горения, что могло бы повысить эффективность метода за счет более полного использования тепла процесса.

В-четвертых, это сложности эксплуатации скважин. Высокая температура, которая развивается на фронте горения, часто приводит к трудностям в работе добывающих скважин и в комбинации с CO_2 (особенно в присутствии неиспользованного кислорода) создает условия для коррозии подземного и наземного оборудования. Поскольку вязкие нефти и битумы содержатся, как правило, в рыхлых, слабосцементированных песчаниках, то это приводит к активному пескопроявлению и созданию песчаных пробок, абразивному износу оборудования. Процесс усложняется при содержании в нефти повышенного количества серы.

В-пятых, трудности реализации внутрипластового горения связывают и с образованием стойких нефтеводогазовых эмульсий, осложняющих промысловую подготовку нефти.

В-шестых, при осуществлении процесса ВГ появляются проблемы охраны окружающей среды:

- Над термобарическими очагами, расположенными на малых глубинах, могут возникать поверхностные утечки газообразных агентов нагнетания (азот, кислород, углекислый газ), обусловленные геологическими и техногенными причинами (заколонные циркуляции, нарушение целостности покрышек залежей, наличие трещиноватых пород, эрозионных врезов в долинах рек и т. д.);

- Образование вредных продуктов горения: H_2S , SO_2 , NO_2 . Сероводород H_2S , другие токсичные газы поступают в воздушную среду и в вышележащие водоносные горизонты питьевых вод;

- Расходуется большое количество чистого воздуха.

И, наконец, в-седьмых, внутрипластовое горение связано с протеканием в пласте высокотемпературных процессов, термического и окислительного крекинга, что приводит к изменению фракционного состава нефти, к значительной утрате углеводородным сырьем своих ценных попутных компонентов, которые сгорают и остаются в пласте.

Пути повышения технико-экономической эффективности ВГ и решения вышеописанных проблем решаются в ходе лабораторных исследований и опытно-промысловых работ на различных месторождениях.

Экономические показатели процесса внутрипластового горения существенно зависят от свойств пласта и насыщающей его нефти. Способность ее образовывать остаточное топливо определяет количество воздуха, которое необходимо для ВГ. Свойства продуктивного пласта влияют на скорость закачки воздуха и перемещение фронта горения.

Опытно-промышленные работы выявили ряд отрицательных факторов внутрипластового горения:

- трудная регулируемость процесса в пласте, не удастся вести ВГ при низкой температуре в фазе постоянного влажного горения, что могло бы повысить эффективность метода;

- поверхностные утечки газообразных агентов нагнетания (углекислый газ) вследствие техногенных причин (за колонные циркуляции, нарушение целостности покрышек залежей и т. п.);

- протекание в пласте процессов термического и окислительного крекинга, проводящего к значительной утрате сырьем своих ценных компонентов (редких металлов и др.);

- осложнение экологической обстановки окружающей среды: загрязнение водоносных горизонтов питьевых вод токсичными продуктами горения, расход большого количества чистого воздуха и др.

При применении ВГ продвижение фронта горения происходит неравномерно и не по всему пласту, а по наиболее проницаемой части. Самый высокий текущий коэффициент нефтеизвлечения, отмеченный на одном из «старых» элементов внутрипластового горения № 13 (южный участок Мордово-Кармальского месторождения), по состоянию на 01.05.1991 года составил 0,253.

Самым дорогостоящим фактором процесса ВГ является расход воздуха. При его небольших объемах процесс горения может затухнуть, а при больших скорость продвижения фронта горения значительно увеличивается, при этом возникают высокопроницаемые каналы, по которым нагнетаемый воздух проскальзывает в

добывающие скважины, оставляя за фронтом горения целики нефти. В этой связи существует оптимальный объем закачки воздуха, соответствующий скорости продвижения фронта горения 5–10 см/сут и температуре 370–840 °С.

Интегральным показателем, характеризующим экономическую эффективность ВГ, служит соотношение между объемами нагнетаемого воздуха и добытой нефти. При успешных проектах внутрислоевого горения это соотношение не превышает 3600 м³/м³.

Для борьбы с выносом песка и образованием песчаных пробок существуют различные технологические решения, в том числе:

- обеспечение высокой скорости подъема и выноса твердых частиц в добывающих скважинах;
- цементирование выжженных прослоев под давлением для предупреждения износа насосного оборудования за счет интенсивного выноса песка.

Работоспособность насосов в условиях повышенных температур обеспечивается циркуляцией охлаждающей воды, которая затем извлекается вместе с слоевым флюидом.

Разрушение нефтегазовых эмульсий производят на забое скважин, куда по затрубному пространству закачивают вместе с водой деэмульгаторы, которые смешиваются с извлекаемой продукцией и поднимаются на поверхность. Для решения проблем, связанных с образованием стойких эмульсий, в Татарстане рекомендовано строительство отдельного узла подготовки добываемой тепловыми методами продукции с увеличением дозы деэмульгатора и времени отстоя.

В нагнетательных скважинах при одновременной закачке воды и воздуха для осуществления влажного внутрислоевого горения усиливается коррозия оборудования, что приводит к снижению их приемистости вследствие закупорки поверхности фильтрации продуктами коррозии. Восстановления приемистости добиваются солянокислотными обработками призабойных зон скважин. Для предупреждения коррозии применяют различные покрытия и добавление ингибиторов.

Однако в условиях высоких температур в скважине ингибиторы теряют свои свойства, а нанесенные на поверхность покрытия повреждаются. В этой связи наиболее целесообразно использование насосно-компрессорных труб из нержавеющей стали, которые служат в несколько раз дольше, чем трубы из углеродистой стали, и при этом отпадает необходимость применения дорогостоящих ингибиторов и покрытий. Трубопроводы из нержавеющей стали экономически оправданы и при прокладке их от скважины к сепараторам.

На месторождении Суплаку-де-Барку (Румыния) добывающие и нагнетательные скважины имеют одинаковую конструкцию: обсадную колонну диаметром 219 мм

спускают до кровли продуктивного пласта, цементируют ее до устья, а затем в пласт свободно (не закрепляя) опускают хвостовик диаметром 152 или 168 мм с вертикальными прорезями, служащими в качестве фильтра.

Для решения важнейшей проблемы, связанной с охраной воздушного бассейна от выбросов газов горения, применяют их дожигание за счет дополнительного расхода углеводородного газа. Перспективно создание безотходных технологий, где эти газы можно использовать для возврата в продуктивные горизонты с целью повышения нефтеизвлечения.

Применение линейных систем теплового воздействия на месторождениях Суплаку-де-Барку и Каражанбас позволило разрабатывать залежи высоковязкой нефти с высокими технико-экономическими показателями. Так, за счет метода ВГ добыча нефти вязкостью 2000 мПа•с на месторождении Суплаку-де-Барку возросла с 200 до 1200 т/сут и конечный коэффициент нефтеизвлечения оценивается в 0,5 по сравнению с 0,09 при естественном режиме.

Технологическую эффективность метод влажного внутрипластового горения показал также в Татарстане.

Технология ВГ, в целом, дает наибольший коэффициент нефтеизвлечения по сравнению с любыми другими термическими (и не только) методами (табл. 1.1).

Таблица 1.1 - Сравнительные показатели различных методов

Процесс	Коэффициент вытеснения, %	Коэффициент охвата по площади, %	Коэффициент охвата по толщине, %	Нефтеизвлечение
ВГ	95	70	85	0,56
ПТВ	65	70	85	0,39
Заводнение с CO ₂	80	50	80	0,32
Заводнение с NaOH	35	70	80	0,20

В то же время метод внутрипластового горения представляет собой наиболее сложный процесс, подходящий для тяжелых нефтей с диапазоном плотности до 1000 кг/м³, который и имеет преимущество в том, что использует доступные и дешевые агенты (воздух и вода). В отличие от других методов добычи, тепло ВГ генерируется в самом пласте.

Существует много перспективных вариантов развития технологии внутрипластового горения, к которым можно отнести закачку кислорода вместо воздуха. Это технология имеет, как уже отмечалось, существенное преимущество, заключающееся в способности повысить концентрацию диоксида углерода в газах горения. Высокая концентрация углекислого газа помогает быстрому вовлечению в разработку холодной малоподвижной тяжелой нефти, находящейся перед паровой зоной, и способствует ускорению ее вытеснения. Это повышает верхний предел вязкости нефтей, которые можно добыть с помощью прямоточного ВГ.

Перспективны, как показали опытно-промышленные работы в Татарстане, процессы циклической добычи тяжелых нефтей и природных битумов при внутрипластовом горении, основанные на сочетании теплового и гидродинамического воздействий на пласт. При нестационарном режиме закачки воздуха между зонами пласта с различной проницаемостью и нефтебитумонасыщенностью создаются знакопеременные градиенты давлений, под действием которых увеличивается зона фильтрации воздуха и теплопереноса, улучшается процесс капиллярной пропитки. Изменение направления потоков газов и жидкостей между скважинами усиливает процесс повышения охвата пласта внутрипластовым горением.

Чтобы снизить отрицательный фактор метода сухого горения, приводящего к ухудшению товарной ценности добытой продукции, совершенствуется технология циклического воздействия путем низкотемпературного окисления (НТО). К перспективным относятся также комбинированные тепловые технологии.

Список использованной литературы

1. Ахунов Р. М., Абдулхаиров Р. М., Гареев Р. З. и др. Способ повышения эффективной добычи природных битумов // Техника и технология добычи нефти. — 2007. — № 8. — С. 132–134
2. Липаев А. А. Классификация методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов // Материалы научной сессии ученых. — Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011. — С. 3–12.
3. Особенности освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы / Р. С. Хисамов, Н. С. Гатиятуллин, В. Н. Макаревич и др. — СПб.: ВНИИГРИ, 2009. — 212 с.
4. Янгуразова З. А., Ракутин Ю. В., Волков Ю. В. и др. Перспективы ввода в разработку месторождений природных битумов Татарстана // Вопросы промышленного освоения месторождений природных битумов Урало-Поволжья: ВНИИнефть. — 1994. — Выпуск. 119. — С. 43–46.

5. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. — М.: Недра, 1969. — 256 с.

УДК 622

Полотов М.А.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

МОДИФИЦИРОВАННЫЕ СПОСОБЫ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. В данной статье рассмотрены модифицированные способы внутрипластового горения на нефтяных месторождениях.

Ключевые слова: ВГ, пропластки, водовоздушные смеси.

Annotation. This article describes modified methods in-situ combustion in oil fields.

Key words: VG, interlayers, water-air mixtures.

Для повышения эффективности процесса ВГ предложены его различные модификации.

Внутрипластовое горение с циклической закачкой окислителя.

Нефтяные пласты обладают естественной неоднородностью по проницаемости и могут быть трещиноватыми. При непрерывном нагнетании больших объемов воздуха (традиционном методе ВГ) из-за неблагоприятного соотношения вязкостей пластовой нефти и окислителя создается опасность раннего прорыва газов к добывающим скважинам и языкообразного развития зон горения по высокопроницаемым пропласткам. Это уменьшает охват пласта горением и снижает эффективность процесса. Кроме того, в отдельных скважинах и системе отбора из-за увеличения концентрации кислорода в отбираемой продукции может возникнуть взрывоопасная ситуация. В этой связи предлагается производить циклическую закачку воздуха и переходить на нее после образования устойчивого горения в пласте [19]. Многократное чередование периодов нагнетания воздуха и непродолжительных остановок благоприятно сказывается на ходе процесса разработки. Во время закачки водовоздушной смеси агенты движутся преимущественно по трещинам и высокопроницаемым пропласткам. В периоды, когда нагнетательная скважина закрыта или закачка воздуха существенно снижена, горячие продукты горения впереди фронта и неиспользованный кислород за ним проникают в смежные пропластки, повышая их температуру и увеличивая подвижность нефти. При последующем возобновлении нагнетания воздуха обеспечивается более полный охват горением по толщине пласта. Причем в этот момент температура пласта должна быть

достаточной для самопроизвольного воспламенения пластовой нефти. После накопления в пласте необходимого количества тепла закачку воздуха в пласт прекращают и переходят к нагнетанию ненагретой (холодной) воды. Поддержание и перемещение по пласту фронта горения осуществляется в режиме влажного горения. Технология обеспечивает устойчивое протекание процесса горения. Показатель этой устойчивости — коэффициент использования кислорода в целом по объекту составляет не менее 80–85 %. Коэффициент нефтеизвлечения увеличивается не менее, чем на 15–20 % по сравнению с заводнением и на 30–35 % — с естественным режимом [22]. Описанная технология внедрена на участке тульского горизонта Архангельского и на бобриковской залежи Нурлатского месторождений Татарстана.

Внутрипластовое горение с закачкой кислорода.

Этот метод воздействия на пласт отличается тем, что для поддержания горения в пласте закачивают воздух, обогащенный кислородом, или чистый кислород. Отмеченное сокращает объем газов горения, поступающих в добывающие скважины (примерно в 5 раз при одинаковых темпах нагнетания). Закачка кислорода способствует повышению концентрации диоксида углерода в газах горения (так, при нагнетании 99,5 % кислорода концентрация CO_2 в газах горения превышает 90 %), который, растворяясь в тяжелой нефти по направлению потока паровой зоны, уменьшает ее вязкость. На рисунке 4.1 представлен график зависимости вязкости нефти от давления насыщения углекислым газом при дегазированной нефти вязкостью 2000 мПа•с при температуре 26,67 °С. Насыщение при давлении 5,6 МПа позволяет в 60 раз снизить вязкость нефти. Высокая концентрация CO_2 , образуемая в процессе горения, помогает быстрому вовлечению в разработку холодной малоподвижной нефти перед паровой зоной и способствует ускорению ее вытеснения.

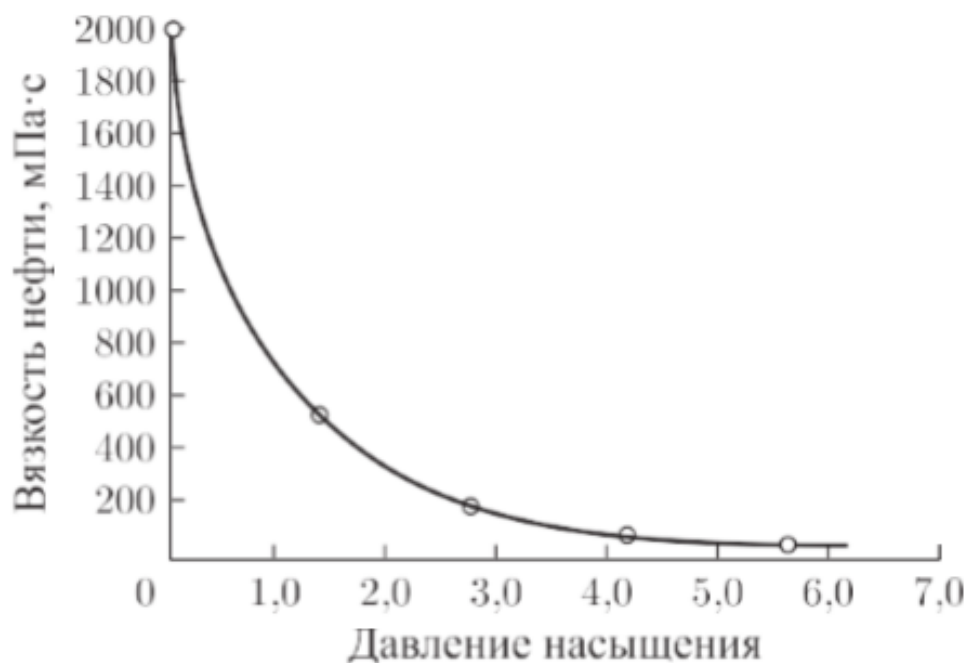


Рисунок 1.1 – Зависимость вязкости нефти от давления насыщения углекислым газом при внутрипластовом горении с закачкой кислорода

Внутрипластовое горение с оторочкой реагентов.

Тепловой метод с созданной перед фронтом горения оторочкой ПАВ уменьшает количество сжигаемой в пласте нефти, снижает коррозию оборудования, поглощая серосодержащие компоненты газов горения и тем самым уменьшая их объем, поступающий в добывающие скважины. Проведенное ВГ с оторочкой сульфорируемых реагентов на площади Сураханы (Азербайджан) позволило существенно улучшить эффективность процесса за счет того, что эти реагенты, вступая в реакцию при горении с пиритами, образуют кислоты и ПАВ, способствующие повышению коэффициента вытеснения.

Внутрипластовое горение с пенными системами.

Комбинированный способ теплового воздействия представляет собой периодическое нагнетание пенообразующих композиций в пласт на стадии проведения процесса ВГ. Это приводит к созданию в выжженных, наиболее проницаемых зонах пласта пенных систем, которые обладают высоким сопротивлением фильтрации через них газа (воздуха) и тем самым обеспечивают выравнивание фильтрационных сопротивлений разнопроницаемых слоев неоднородных терригенных пластов. Для реализации этой технологии предложен ряд способов. Так, в ТатНИПИнефть разработан метод, целью которого является повышение охвата пласта горением и вытеснением, а также предотвращение образования стойкой эмульсии в добывающих скважинах. Технология внедрена на опытных участках Архангельского и Нурлатского месторождений.

Гидротермодинамические исследования по контролю за процессом внутрипластового горения

Комплекс гидротермодинамических исследований в нагнетательных и добывающих скважинах, являющийся одним из основных элементов контроля процесса ВГ, включает:

- снятие кривых приемистости (притока);
- замер температур на устье и на забое скважины;
- исследование температуры по стволу скважины и в интервале фильтра;
- замер давления на устье скважины;
- замер забойного (динамический уровень) и пластового (статический уровень) давлений;
- исследование скважин при установившихся и неустойчивых отборах с целью определения гидродинамических параметров;
- гидропрослушивание скважин;
- оценку технического состояния эксплуатационной колонны и выявление фактических интервалов перфораций.

Термометрические исследования

Термометрические исследования нагнетательных скважин проводятся для определения принимающих пропластков, тех из них, в которых реализуется процесс горения, а также для прослеживания развития процесса. По термограммам начиная с момента формирования очага горения можно выделить три стадии его продвижения в пласте (рисунок 1.2).

1. В начальной стадии формирования очага горения как при нагнетании воздуха, так и после остановки скважины на термограммах по максимуму температуры четко выделяются принимающие пласты (кривая 1).

2. С перемещением зоны высоких температур от забоя скважины на первые несколько метров на термограммах напротив пропластка, где происходит процесс горения, регистрируется участок с практически постоянной температурой или небольшая положительная аномалия. После прекращения закачки воздуха против этого пропластка быстро формируется значительная положительная аномалия (кривые 2 и 3).

3. При длительном нагнетании воздуха и воды температура принимающих пропластков, в которых осуществляется горение, уменьшается по сравнению с температурой у кровли и подошвы разделяющих непроницаемых пропластков. На

термограммах, снятых при закачке воздуха, регистрируются отрицательные аномалии температуры против принимающих пластов (кривая 4).

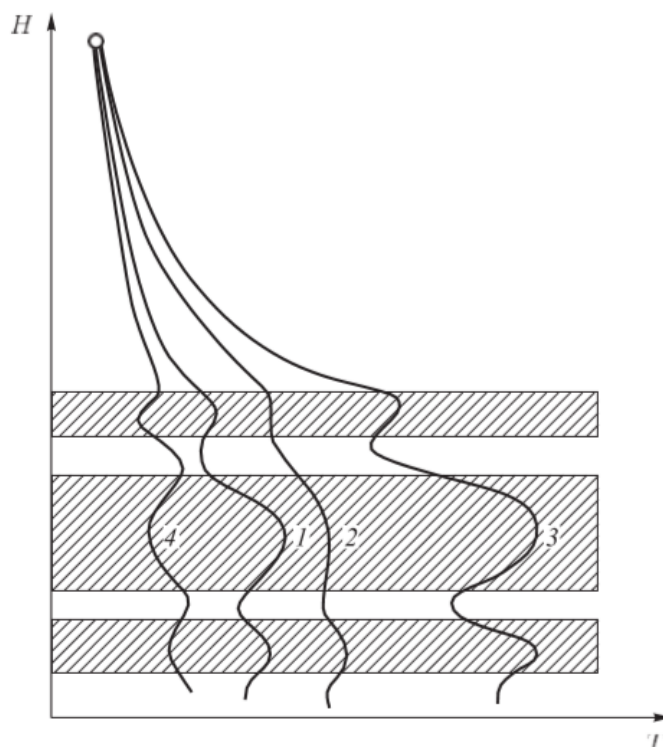


Рисунок 1.2 – Кривые распределения температур по стволу нагнетательной скважины

После остановки скважины температура этих пропластков либо становится меньше, чем у непроницаемых пород, либо эти пласты совсем не выделяются. Интерпретация термограмм, зафиксированных на стадии формирования очага горения в однофазных по толщине пластах, показывает, что за счет гравитационного разделения процессы горения начинаются с верхней части пласта, а затем постепенно перемещаются вертикально вниз. В добывающих скважинах также проводят термометрические исследования с целью определения степени влияния на их работу процесса ВГ. Полученные при этом кривые в первую очередь сопоставляют с геотермой, зарегистрированной в длительно простаивающей скважине, достаточно удаленной от фронта горения (рисунок 1.2). На термограммах, которые получены в скважинах через несколько часов после промывки водой песчаной пробки, невозможно зафиксировать действительную температуру пластов. Однако на них по минимуму температуры хорошо выделяются проницаемые пропластки, которые в процессе промывки поглощали воду и охлаждались (кривая 2).

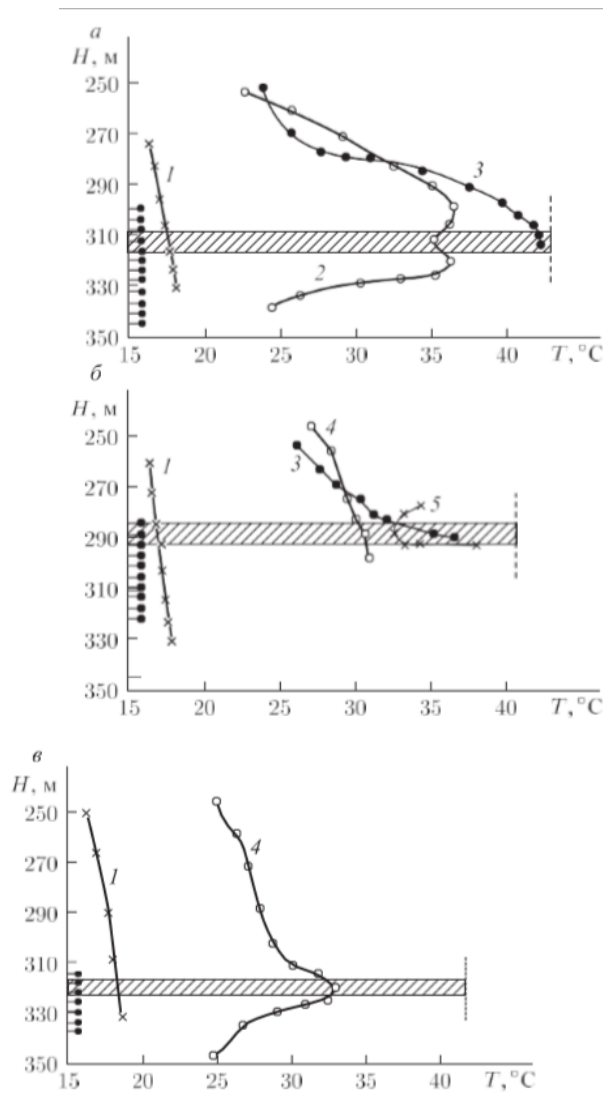


Рисунок 1.3 – Термограммы (а, б, в) по трем добывающим скважинам:

1 — геотермограмма; 2 — распределение температуры в остановленной скважине после ее промывки; 3 — распределение температуры в длительно простаивающей скважине; 4, 5 — распределение температуры в работающей скважине соответственно при положительных и отрицательных аномалиях температур.

На термограммах в работающих скважинах пропластки, отдающие нефть, выделяются положительными аномалиями температуры, возникающими при дросселировании углеводородов, поступающих из пласта в скважину (кривая 4). В этом случае действительную температуру пластов определить нельзя. Аномалии температуры против работающих пропластков можно ошибочно принять за влияние фронта горения. Для оценки величины прогрева вследствие теплового воздействия на пласт необходимо из общего значения повышения температуры в работающей скважине выделить величину прогрева за счет дросселирования.

В качестве примера примем величину депрессии на пласт 0,5 МПа, коэффициент Джоуля–Томсона для нефти в среднем 0,2 °С/МПа, тогда прогрев в результате

дросселирования составит 1 °С. Фактический замер показывает, что общее превышение температуры против работающего пласта в скважине над начальной составляет 8 °С. Отсюда исследуемый пласт в районе скважины прогревается за счет реализуемого процесса внутрипластового горения (кривая 4). Поскольку процесс ВГ сопровождается появлением значительного количества газа, образующегося при горении и испарении нефти, то на термограммах против пропластков, где осуществляется горение, могут отмечаться пониженные температуры. Отрицательные аномалии температур (кривая 5) в рассмотренных скважинах связаны с тем же дроссельным эффектом.

Оценка охвата пласта

При инициировании горения в скважине, вскрывшей многослойный пласт, его очаги могут возникать не во всех проницаемых пропластках. Это бывает связано с различием в последних нефтенасыщенности и проводимости, недостаточным количеством нагнетаемого воздуха, необходимого для горения, и рядом других факторов. При удалении фронта горения по отдельным пропласткам на значительное расстояние от забоя скважины их выделение по термограммам вызывает существенные трудности. В этом случае для выявления пластов, в которых происходит процесс горения, и оценки коэффициента охвата пласта по толщине необходимо снимать термограммы в остановленной скважине в различные моменты времени в течение нескольких суток, что необходимо для нахождения скоростей прогрева. Повышенные скорости прогрева указывают на пропластки, по которым происходит продвижение фронта горения. Определение охвата пласта воздействием по толщине при ВГ осуществляется системными геофизическими измерениями в неперфорированных контрольных скважинах, расположенных на пути движения фронта горения. Интервал пласта, охваченный воздействием, может быть выявлен по степени газонасыщенности пород и характеру их охлаждения после прохождения через забой фронта горения. Оценку с помощью термограмм охвата пласта горением можно делать только в первые месяцы проведения процесса. В дальнейшем по ним возможно выявлять лишь зоны прогрева пласта, охваченные воздействием. Достоверно определять ту часть пласта, по которой продвигается закачиваемый воздух, позволяют нейтронные методы. Для повышения качества оценок рекомендуется проводить термометрические и нейтронные исследования контрольных скважин в комплексе. Степень охвата пласта воздействием можно более точно оценить исследованиями индикаторным методом по радону (ИМР). Радоновую воду (индикатор) закачивают в нагнетательную скважину и продвигают ее по пласту закачиванием воздуха. При приближении индикатора к забою контрольной скважины в ней регистрируются аномальные по сравнению с фоновым значением гамма-

поля, соответствующие наиболее проницаемым интервалам продуктивного пласта, по которым движется активированная радоном водо-воздушная смесь. Охват пласта термическим воздействием достаточно уверенно определяется с помощью специального комплекса геофизических исследований по фонду добывающих скважин. Этот комплекс включает высокочувствительную термометрию, термокондуктивную расходомерию (ТКР), резистометрию или влагомерию и локацию муфт и перфорационных интервалов. По данным ГИС находятся также другие эксплуатационные и технические характеристики. Комплекс геофизических исследований в случае прорыва газов дополняется нейтронными методами (НГК, ННК) и контролем качества цементирования (АКЦ) для выявления случаев скопления газообразных продуктов в негерметичном за колонном пространстве во избежание искажения истинной толщины охвата пласта движущимися газообразными продуктами горения. Газообразные интервалы продуктивного пласта выявляются с помощью НГК, а кривыми НГК и ННК обозначаются обводнившиеся интервалы в разрезе скважины. Поскольку обводняются обычно наиболее проницаемые пропластки, то при этом можно оценить и возможную степень его охвата термическим воздействием.

Список использованной литературы

1. Ахунов Р. М., Абдулхаиров Р. М., Гареев Р. З. и др. Способ повышения эффективной добычи природных битумов // Техника и технология добычи нефти. — 2007. — № 8. — С. 132–134
2. Липаев А. А. Классификация методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов // Материалы научной сессии ученых. — Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011. — С. 3–12.
3. Особенности освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы / Р. С. Хисамов, Н. С. Гатиятуллин, В. Н. Макаревич и др. — СПб.: ВНИИГРИ, 2009. — 212 с.
4. Янгуразова З. А., Ракутин Ю. В., Волков Ю. В. и др. Перспективы ввода в разработку месторождений природных битумов Татарстана // Вопросы промышленного освоения месторождений природных битумов Урало-Поволжья: ВНИИнефть. — 1994. — Выпуск. 119. — С. 43–46.
5. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. — М.: Недра, 1969. — 256 с.

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Аннотация. В данной статье проведен анализ применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Южно-Ягунском месторождении.

Ключевые слова: нефтеотдача, Южно-Ягунское месторождение, нефть.

Annotation. This article analyzes the application of physical and chemical methods to increase oil recovery at the Yuzhno-Yagunskoye field.

Key words: oil recovery, Yuzhno-Yagunskoye field, oil.

Рассматриваемое Южно-Ягунское месторождение имеет сложное геоло-гическое строение. Объекты разработки характеризуются высокой геологиче-ской неоднородностью как по разрезу, так и по латерали. Применение физико-химических МУН для улучшения выработки запасов нефти на Южно-Ягунском месторождении начато в 1996 г. Физико-химические методы можно разделить на следующие направления:

□ потокоотклоняющие технологии, направленные на выравнивание профилей приемистости и изоляцию высокообводненных интервалов пласта с целью вовлечения в разработку недренируемых зон залежей;

□ технологии интенсификации добычи нефти, направленные на увеличение коэффициента вытеснения и доотмыва остаточной нефти.

К первой группе технологий относятся ГОС, СПС, ВДПС, ЭМКО, ВУС, РВ-3П1, РИТИН-10, СПГ, ЭСС, Полисил-П, ПЖСГС, ОГС, ТЕРМОГЕЛЬ, Неопласт.

Ко второй – КМЭ, КМК БС, КСПЭО, КПАС.

Направленность воздействия технологии на пласт и компонентный состав композиций представлены в таблице.

Таблица 1.1 - Физико-химические технологии, применяющиеся на Южно-Ягунском месторождении

Технология	Цель воздействия на пласт	Расшифровка названия	Компоненты (химреагенты, входящие в состав)
ГОС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	гелеобразующий состав	силикат натрия (жидкое стекло), кислота, полимер
КМК	увеличение приемистости, очистка ПЗП	кислотная композиция	кислота
СПС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	сшитые полимерные системы	полимер, сшиватель, ПАВ, кислота
ВДПС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	волокнуто-дисперсные полимерные системы	полимер, древесная мука, глинопорошок
ЭМКО	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	эмульсионная композиция	паста ЭМКО
КМЭ	увеличение приемистости, проницаемости, очистка ПЗП	кислотная микроэмульсия	кислота, ПАВ
ВУС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	вязко-упругая система	полимер, сшиватель, ПАВ
РИТИН-10	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	полимерная система	модифицированный полимер
СПГ	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	силикатно-полимерный гель	силикат натрия, кислота, полимер
РВ-3П-1	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	гелеобразующий состав	алюмохлорид, мочевины
ЭСС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	эмульсионно-суспензионная система	Синол ЭМ, нефрас С-4, бентон. глина, хлорист. кальций

В период 2008-2015 гг. на месторождении проведено 606 обработок с применением различных технологий ФХВ.

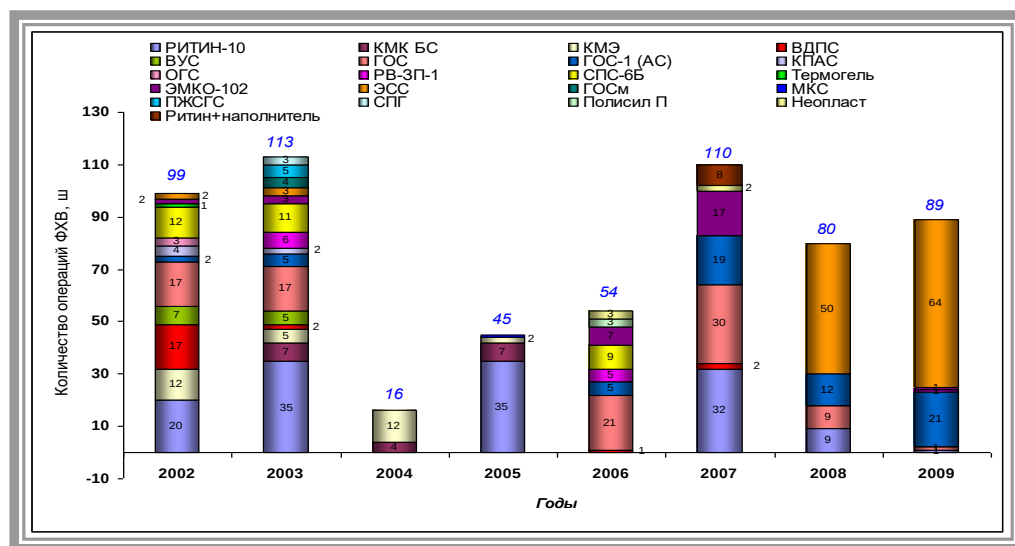


Рисунок 1.1 - Распределение применяемых на Южно-Ягунском месторождении технологий ФХВ по годам

Как видно из рисунка, наибольший объем внедрения у потоко-отклоняющих технологий РИТИН-10, ЭСС и ГОС – 132, 119 и 95 скважино-операций соответственно.

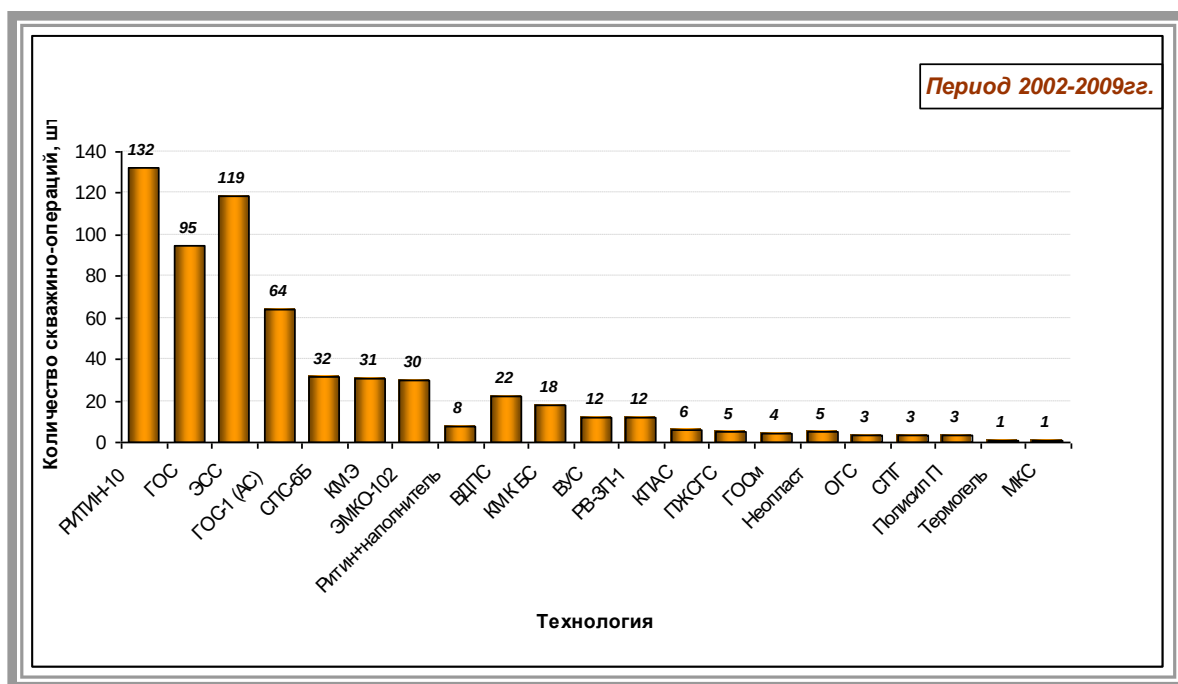


Рисунок 1.2 - Реализация ФХ МУН на Южно-Ягунском месторождении в 2008-2015 гг.

Наибольшее количество операций по физико-химическому воздействию осуществлялось на объекте БС10 (343 скважино-операций). На нагнетательных скважинах, эксплуатирующих объект БС11 и совместно БС10+БС11, проведено 241 и 6 скважино-операций соответственно, на объекте ЮС1 проведено 16 обработок ФХВ рисунок.

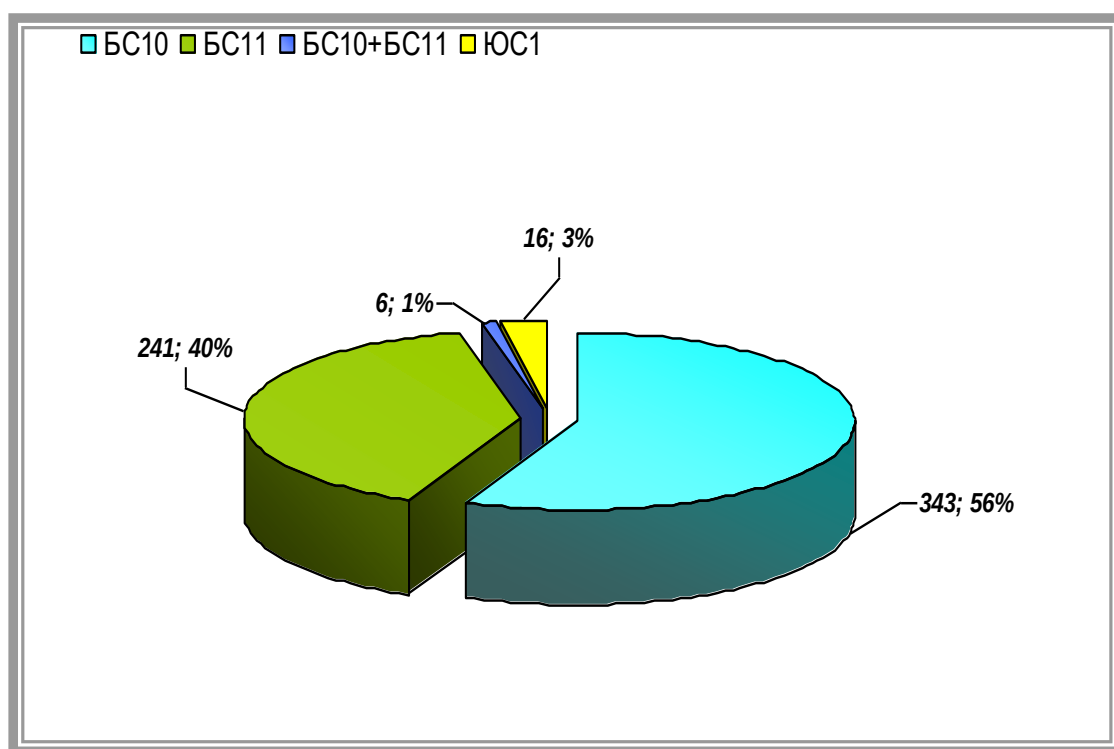


Рисунок 1.3 - Распределение скважино-операций по объектам воздействия Южно-Ягунского месторождения ТПП «КНГ» за период 2008-2015гг.

Распределение обработок по годам и объектам воздействия показано в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Реализация ФХ МУН на нагнетательном фонде Южно-Ягунского месторождения в период 2008-2015гг.

объект/ год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Итого:
BC10	64	54		32	25	61	53	54	343
BC11	28	52	16	11	24	49	27	34	241
BC10+BC11	5	1							6
YOC1	2	6		2	5			1	16
<i>Итого:</i>	99	113	16	45	54	110	80	89	606

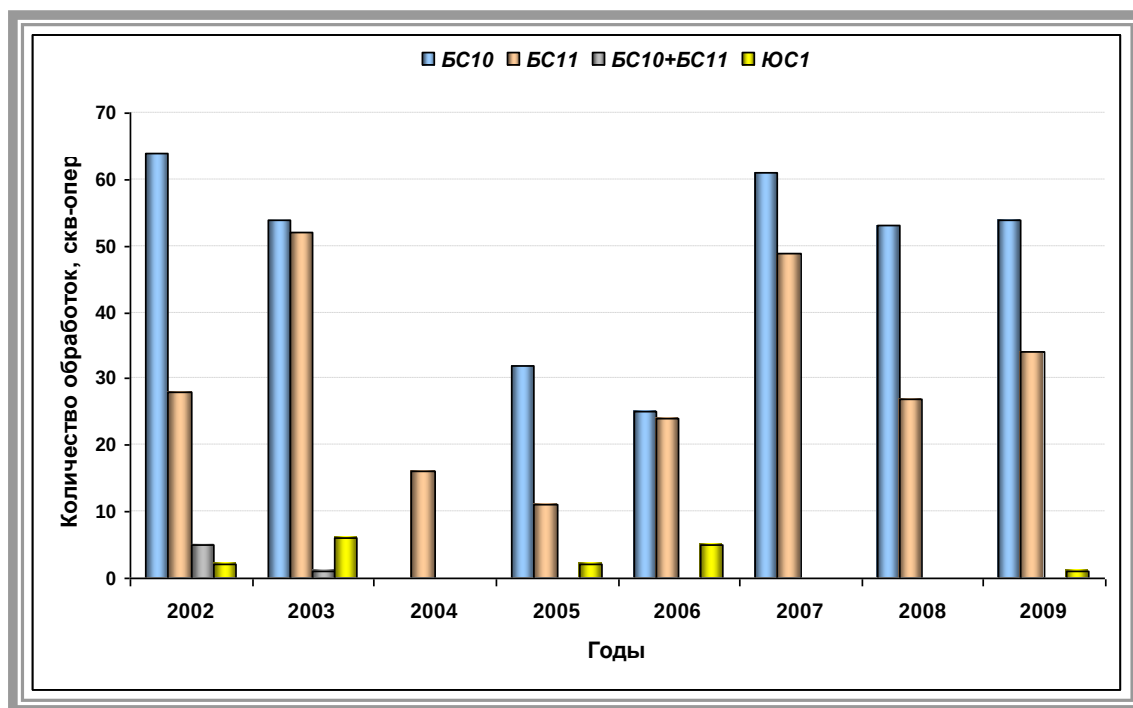


Рисунок 1.4 - Распределение количества обработок по объектам воздействия и по годам

Дополнительная добыча нефти, полученная в результате проведенных мероприятий по ФХ МУН, по годам распределена следующим образом: 2008 г. – 68,94 тыс.т, 2009 г. – 14,54 тыс.т, 2010 г. – 2,82 тыс.т, 2011 г. – 19,22 тыс.т, 2012 г. – 13,79 тыс.т, 2013 г. – 56,11 тыс.т., 2014 г. – 79,09 тыс.т., 2015 г. – 90,61 тыс.т..

Накопленная дополнительная добыча нефти от всех обработок 2008-2015 гг. по состоянию на 01.01.2016 г. составила 345 тыс.т, удельный эффект – 569 т/скв-опер. Наибольшая удельная эффективность была достигнута в 2015 году.

На рисунке показано распределение дополнительной добычи нефти, количества обработок и удельной эффективности по годам за период 2008-2015 гг.

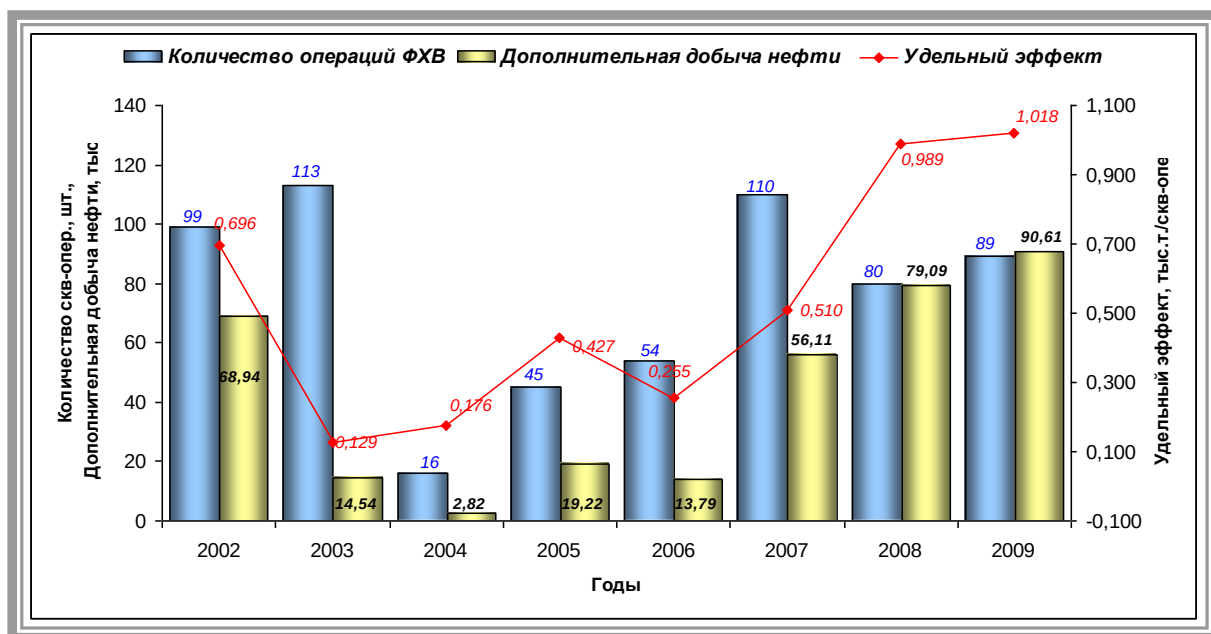


Рисунок 1.5 - Распределение дополнительной добычи нефти, количества обработок и удельного эффекта по годам Южно-Ягунского месторождения ТПП «КНГ» за период 2008-2015 гг.

В 2008 г. выполнено 99 скважино-операций, дополнительная добыча составила 68940 т. нефти, основной объем дополнительной добычи нефти был получен за счет применения технологии ВДПС. В 2009 году провели 113 обработок, эффективность подсчитана только от обработок по технологии РИТИН-10 (35 скв-опер) и равна 14540 т, удельный эффект 415 т/скв-опер. В 2010 г. применялись только нефтеотмывающие технологии: КМЭ – 12 обработок, КМК БС – 4 скв-опер, дополнительная добыча нефти составила 2820 т, удельная эффективность – 180 т/скв-опер. В 2011г. возобновилось применение пото-коотклоняющих технологий, проведено 35 обработок по технологии РИТИН-10 и 10 скв-опер. с применением нефтеотмывающих технологий, эффективность равна 19220 т, удельный эффект 450 т. нефти/скв-опер. Максимальное количество 110 скважино-операций за рассматриваемый период проведено в 2013 г., в том числе РИТИН-10 – 32 скв-опер, ГОС – 30 скв-опер, ГОС-1 – 19 скв-опер, ЭМКО-102 – 17 скв-опер, РИТИН+наполнитель – 8 скв-опер, ВДПС – 2 скв-опер, Неопласт – 2 скв-опер. Дополнительная добыча нефти составила 56110 т, удельная эффективность – 510 т/скв-опер. В 2014-2015гг отмечается увеличение объемов применения технологии ЭСС: в 2008г. – 50 скв-опер., в 2009г – 64 обработки. Всего в 2014г. выполнено 80 скв-опер. с дополнительной добычей нефти 79090 т, удельный эффект 990 т. нефти/скв-опер. В 2015 году проведено 89 обработок, дополнительная добыча нефти составила 90610 т, удельная добыча нефти на 1 обработку – 1018 т. Наибольшее количество обработок проведено по технологиям ЭСС (64 скв-опер) и ГОС-1 (21 скв-опер).

Наиболее эффективными технологиями оказались следующие рисунок:

- ☐ по объекту БС10 – ЭСС, ГОС и ГОС-1;
- ☐ по объекту БС11 – ГОС и ГОС-1.

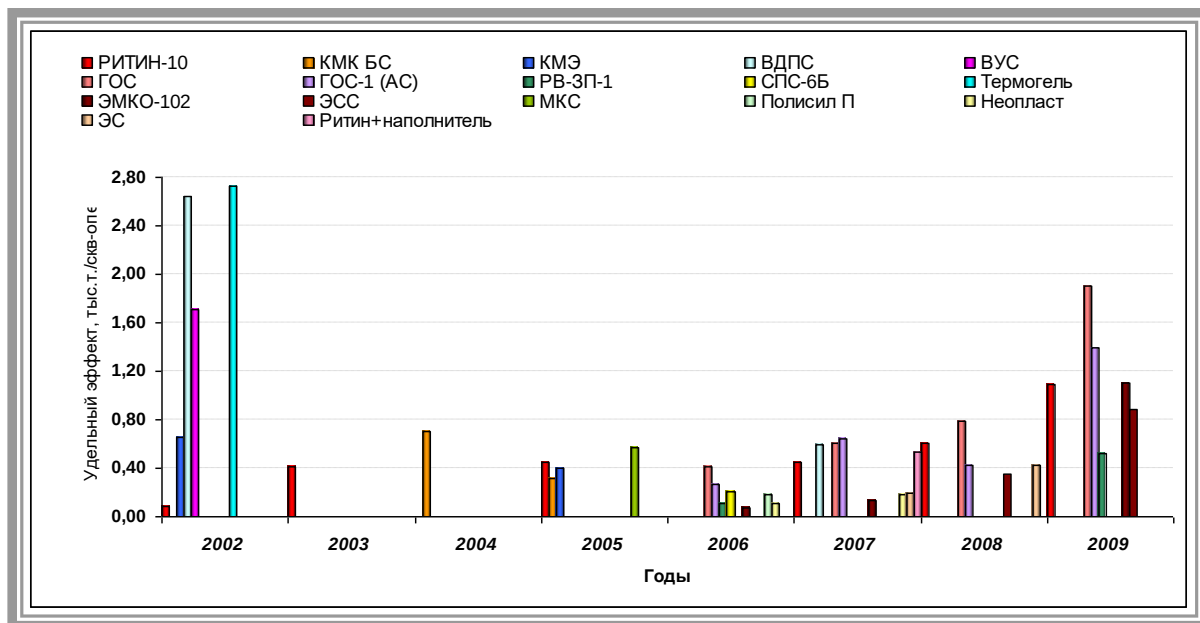


Рисунок 1.6 - Распределение удельного эффекта от технологий по годам Южно-Ягунского месторождения ТПП «КНГ» за период 2008-2015 гг.

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения». ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014г.
2. Принципиальная схема опытной эксплуатации Южно-Ягунского месторождения
3. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО Лукойл Западная Сибирь», 2014 г.
4. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 2003г.
5. Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения. 2015г.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье проведен анализ эффективности бурения бокового ствола для увеличения нефтеотдачи на Южно-Ягунском месторождении.

Ключевые слова: нефтеотдача, нефть, Южно-Ягунское месторождение.

Annotation. This article analyzes the effectiveness of side-hole drilling to increase oil recovery at the Yuzhno-Yagunskoye field.

Key words: oil recovery, oil, Yuzhno-Yagunskoye field.

Для ЗБС использовались высокообводненные, низкодебитные и аварийные скважины, которые не могли эксплуатироваться по техническим причинам. Зарезка осуществлялась как в зоны пласта, где реализован проектный фонд скважин и происходит выработка запасов.

Высокая эффективность обусловлена следующими причинами:

□ внутренними (строение объекта) – наличием глинистой перемычки между нефтенасыщенной и водонефтенасыщенной частью разреза пласта толщиной 3-4 м, и пониженными фильтрационными свойствами подошвенной части разреза.

□ внешними (проводка скважины) – горизонтальная часть ствола прошла в кровельной (нефтенасыщенной) части пласта, частично вскрыв при этом глинистую перемычку, отделяющую нефтеводонасыщенную, менее проницаемую часть пласта.

За период 2011 - 2015 гг. на Южно-Ягунском месторождении было пробурено 12 боковых стволов скважин. Из них 3 скважины с горизонтальным окончанием (№№1996Л, 665Л, 1473Л).

Объект БС10

На объекте выполнено 4 операции по бурению второго ствола, в том числе 3 с горизонтальным окончанием.

В скважинах №№ 665Л и 1473Л вторые стволы пробурены на пласт БС101 (ноябрь и декабрь 2014 года соответственно). Обе скважины до проведения мероприятия находились в неработающем фонде. Дебит нефти на момент остановки составил 2.6 т/сут для скважины №665Л и 1.0 т/сут на скважине №1473Л; обводненность – 70.1% и 99.1% соответственно.

В результате бурения второго ствола на пласт БС101, дебит нефти составил 21.0 т/сут (№665Л) и 19.0 т/сут (№1473Л), а обводненность продукции – 4.6% и 64.8% соответственно. Накопленная добыча нефти с момента проведения мероприятия по состоянию на 01.01.16 г. для скважин 665Л и 1473Л составила 4.9 тыс.т. и 3.2 тыс. т соответственно.

В скважинах №№ 1996Л и 1803Н вторые стволы пробурены на пласт БС102 (август 2012 года и май 2015 года соответственно). Обе скважины до проведения мероприятия находились в неработающем фонде. Дебит нефти на момент остановки составил 4.0 т/сут для скважины №1996Л и 1.7 т/сут на скважине №1803Н; обводненность – 90.7% и 95.0% соответственно.

В результате бурения второго ствола на пласт БС102, дебит нефти составил 7.0 т/сут (№1996Л) и 27.3 т/сут (№1803Н), а обводненность продукции – 84.8% и 54.4% соответственно. Накопленная добыча нефти с момента проведения мероприятия по состоянию на 01.01.16 г. для скважин 1996Л и 1803Н составила 6.7 тыс.т. и 10.9 тыс. т соответственно.

Объект ЮС1

На объекте, начиная с 2013 года, пробурено 8 боковых вертикальных стволов. В неработающем фонде находилось 6 скважин. Дебит нефти на момент остановки составлял в среднем 4.8 т/сут, обводненность - 87.6%.

В результате бурения второго ствола на объект ЮС1, дебит нефти в среднем составил 11.4 т/сут, а обводненность продукции – 57.0%. Накопленная добыча нефти с момента проведения мероприятия по состоянию на 01.01.16 г. составила 35.3 тыс.т.

Выводы:

Зарезка боковых стволов является одним из наиболее эффективных мероприятий применяемых на Южно-Ягунском месторождении. За анализируемый период 2011-2015 гг. было пробурено 12 боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Высокие показатели от проведения данного вида мероприятий обусловлено тем, что бурение боковых стволов осуществлялось на участках, где сосредоточены значительные остаточные запасы.

Дополнительная добыча нефти в результате бурения боковых стволов на месторождении составила 21.0 тыс. т (1.75 тыс. т/скв.).

Наибольшее количество мероприятий по зарезке вторых стволов приходится на объект ЮС1 – 8 скважин, накопленная добыча нефти составила 35.3 тыс. т.

Основными причинами низкой эффективности зарезки боковых стволов являются: технические, такие как, заколонные циркуляции (перетоки), негерметичность забоя и

колонны в результате строительства скважины, а также геологические особенности строения, такими как, отсутствие глинистой перемычки отделяющей нефтенасыщенную часть пласта от водонасыщенной в высокопродуктивных коллекторах и низкими ФЕС коллекторов на участках бурения.

Обводнение скважин зачастую происходит подошвенной водой за счет заколонной циркуляции. В то время как пробуренные по кровельной части, содержащей значительную часть остаточных запасов, горизонтальные стволы практически безводны.

Горизонтальные БС предпочтительнее бурить в районах с гидродинамически связанным коллектором, преимущественно в водонефтяных зонах с неконтактными запасами, а наклонно-направленные БС – можно рассматривать к применению в прерывистом коллекторе.

Анализ эффективности РИР и ВИР

По скважинам Южно-Ягунского месторождения обводнение скважин происходит по отдельным пропласткам или неоднородным пластам, прорывом подошвенных вод, поступлением воды по заколонному пространству (заколонная циркуляция) и в результате негерметичности эксплуатационной колонны.

Все виды мероприятий, рассмотренные в данном разделе, следует разделить на два вида:

- ремонтно-изоляционные (РИР);
- водоизоляционные (изоляция водопритока - ВИР).

К первой группе отнесены работы связанные с ликвидацией негерметичности эксплуатационной колонны и ликвидации заколонной циркуляции.

Ко второй группе - работы, связанные с разобщением объектов, изоляцией обводненных пропластков (внутри пласта) и изоляцией обводненных пластов внутри объекта разработки.

В период с 01.01.2011 по 01.01.2016 гг. было выполнено 108 мероприятий, связанных с РИР и ВИР, в том числе 17 операций по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны и 91 операция, связанная с изоляцией водопритока из пропластков и пластов эксплуатационных объектов.

Динамика объемов работ и их эффективность по видам мероприятия приведена в таблице 4.11.

Наибольшее количество изоляционных работ, 61 операция, выполнена в 2011 г

Успешность данного вида мероприятия в целом составила 56.5%. К успешным скважинам были отнесены операции, прирост дебита нефти по которым превысил 1.0 т/сут. Наиболее успешными оказались мероприятия, выполненные в 2011 г. – 38 операций

(62.3%). В дальнейшем эффективность мероприятия снижается, и по скважинам 2012 г. составила 50.0%, а в 2013 г. – 40.0%.

Дополнительная добыча нефти от всех проведенных мероприятий оценивается в объеме 47.2 тыс. т, что составляет 0.44 тыс. т на одну скв./операцию или 0.74 тыс. т на одну успешную скв./операцию таблица .

Таблица 1.1 - Эффективность проведения РИР и ВИР за 2011-2015 гг. в скважинах Южно-Ягунского месторождения

Объект	кол-во скв./опер.	до ГТМ			после ГТМ			прирост дебита нефти, т/сут.		средняя продолжительность эффекта, сут.	доп. добыча, тыс. т.	доп. добыча нефти на 1 скв./опер. тыс. т.
		Qж, т/сут	Qн, т/сут	Fv, %	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Fv, %	Qж, т/сут.	Qн, т/сут.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны												
БС ₁₀	14	98.2	9.8	90.0	55.5	6.4	88.5	-42.7	-3.4	98	3.0	0.21
БС ₁₁	2	44.8	4.3	90.4	43.3	3.1	92.8	-1.5	-1.2	94	1.0	0.5
ЮС ₁	1	18.4	16.2	12.0	40.4	28.2	30.2	22.0	12.0	91	1.1	1.1
Итого	17	87.2	9.5	89.1	53.2	7.3	86.3	-34.0	-2.2	97	5.1	0.3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Изоляция водопритоков												
БС ₁₀	53	21.8	1.0	95.4	31.1	3.1	90.0	9.3	2.1	186	19.2	0.36
БС ₁₁	35	47.2	2.2	95.3	37.6	5.5	85.4	-9.6	3.3	195	21.2	0.61
ЮС ₁	3	20.2	0.2	99.0	15.7	5.3	66.2	-4.5	5.0	122	1.7	0.57
Итого	91	31.5	1.4	95.6	33.1	4.1	87.6	1.6	2.7	188	42.1	0.46
в целом												
БС ₁₀	67	37.8	2.8	92.6	36.2	3.8	89.5	-1.6	1.0	168	22.2	0.33
БС ₁₁	37	47.1	2.3	95.1	37.9	5.4	85.8	-9.2	3.1	190	22.2	0.6
ЮС ₁	4	19.8	4.2	78.8	21.9	11.0	49.8	2.1	6.8	114	2.8	0.7
Итого	108	40.3	2.7	93.3	36.2	4.6	87.3	-4.0	1.9	173	47.2	0.44

Продолжительность эффекта по скважинам невелика и в среднем составляет 6 месяца, после чего в результате роста обводненности показатели скважины возвращаются к прежним дебитам.

В 30 скважинах (что составляет 33.0% от всех РИР и ВИР) было получено снижение обводненности продукции в среднем на 29.6% и снижение дебита жидкости в среднем на 39.9 т/сут.

Наиболее многочисленную группу - 91 скважино-операция составляют скважины, в которых выполнена изоляция водопритоков. В целом по месторождению прирост дебита нефти по этой группе скважин составил 2.7 т/сут при среднем дебите нефти после

проведения мероприятия 4.1 т/сут, дебите жидкости - 33.1 т/сут и средней обводненности продукции 87.6%. Дополнительная добыча нефти от проведения данного вида мероприятий составляет 42.1 тыс. т нефти (89.2% от всех РИР и ВИР) при удельном показателе на одну операцию 0.46 тыс. т и 0.75 на одну успешную операцию.

На месторождении за рассматриваемый период было проведено 17 операций по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны. В среднем дебит нефти после проведения всех скважино-операций данного вида мероприятия уменьшился на 2.2 т/сут. и составил 7.3 т/сут, средний дебит по жидкости снизился на 34.0 т/сут и составил 53.2 т/сут при средней обводненности продукции 85.2%. При расчете только успешных операций данного мероприятия, а именно по 8 скважинам, средний прирост дебита нефти по данной группе скважин составил 5.3 т/сут, при среднем дебите по нефти 8.8 т/сут, по жидкости – 43.8 т/сут и средней обводненности добываемой продукции 77.3%. Дополнительная добыча нефти от проведения мероприятий по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны составляет 5.1 тыс. т нефти (10.8% от всех РИР и ВИР) при удельном показателе на одну операцию 0.3 тыс. т и 0.62 на одну успешную операцию.

Выводы:

В период с 01.01.2011 по 01.01.2016 гг. было выполнено 108 мероприятий связанных с РИР и ВИР. Успешность мероприятия в целом составила 56.5%. Наиболее успешными оказались мероприятия, выполненные в 2011 г. – 62.3%. В дальнейшем эффективность мероприятия снижается и по скважинам 2013 г. уже составила 40%.

Наибольшая дополнительная добыча нефти была получена на скважинах объекта БС11. После проведения 37 операций (35 операции – водоизоляционные работы) было получено 22.2 тыс. т. нефти или 0.6 тыс. т. на одну скважино-операцию.

Наиболее эффективными оказались скважины, в которых была выполнена изоляция водопритоков на объекте БС11 - в этих скважинах получен максимальный прирост дебита нефти - 85.1 т/сут.

Дополнительная добыча нефти от всех проведенных мероприятий оценивается в объеме 47.2 тыс. т, что составляет 0.44 тыс. т на операцию или 0.74 тыс. т на одну успешную операцию.

Переводы с других объектов

За анализируемый период на Южно-Ягунском месторождении был выполнен 81 перевод скважин на другие объекты разработки, в том числе на объект БС10 было переведено 59 скважин, на объект БС11 - 22 скважины.

Основной причиной переводов этих скважин послужил высокий процент воды в объеме добываемой продукции. Представляет интерес оценка целесообразности перевода

скважин с точки зрения выполнения ими их проектного назначения на объекте, с которого эти скважины были уведены на другие объ-екты разработки. Для этих целей рассмотрим один из основных показателей эффективности процесса разработки - величина остаточных извлекаемых запасов нефти на скважину.

Для оценки извлекаемых запасов нефти (Q_o) был использован метод ха-рактеристик вытеснения - определение Q_o по известным фактическим данным о добыче нефти и жидкости. Согласно РД 153-39.0-110-01 расчет должен быть осуществлен по нескольким типам характеристик (не менее четырех), а для оценки потенциально извлекаемых запасов необходимо принимать среднее значение по всем выполненным расчетам (если один из расчетов резко отлича-ется по величине полученных запасов от других, то эти данные исключаются из расчета среднего показателя).

В настоящее время, в большинстве случаев используются зависимости Пирвердяна, Пермькова, Лысенко, Камбарова, Назарова-Сипачева, Ревенко, Медведского и.т.д. В нашем случае для оценки извлекаемых запасов нефти были использованы зависимости Лысенко, Камбарова, Назарова-Сипачева, Ре-венко и 0. Критерием для включения скважин в расчет служила величина об-водненности продукции - не менее 80%. Этому критерию по истории разработ-ки соответствуют 62 скважины (76.5%), 12 скважины были переведены из нагнетательного фонда. По 7 скважинам обводненность продукции не превы-сила 80%. По этим скважинам расчет геологических запасов был выполнен ме-тодом материального баланса. Площадь дренирования скважины определена по диаграммам Воронова. Коэффициент охвата определен на основе вероят-ностно-статистической геологической модели продуктивного пласта через ко-эффициент песчанистости.

В результате расчета по скважинам, переведенным с объекта, отбор запасов от извлекаемых в среднем на скважину составили: на БС10 – 95-99%, БС11 – 93-95%. Невыработанные запасы отбираются соседними скважинами.

Таким образом, практически все скважины, переведенные на другие объ-екты, отобрали свои извлекаемые запасы нефти и тем самым выполнили свое проектное назначение.

Наибольшее количество переводов выполнено в 2011 году (32 скважи-ны). В 2012 году было переведено 22 скважин. В 2007-2009 гг. было выполнено 15, 6 и 6 переводов соответственно. Успешность мероприятия в целом составила 21%, в том числе по объектам: БС10 – 23.7%, БС11 – 13.6%. К успеш-ным работам были отнесены операции, прирост дебита нефти по которым пре-высил 5.0 т/сут.

Таблица 1.2 - Эффективность переводов скважин Южно-Ягунского месторождения

Кол-во скв./ опер.	до ГТМ			после ГТМ			прирост дебита нефти, т/сут.		средняя продолжительность эффекта, сут.	доп. добыча, тыс. т.	доп. добыча нефти на 1 скв./ опер., тыс. т.
	Qж, т/сут.	Qн, т/сут.	Fv, %	Qж, т/сут.	Qн, т/сут.	Fv, %	Qж, т/сут.	Qн, т/сут.			
перевод на БС ₁₀ ⁰⁺¹											
59	9.3	0.2	97.8	31.1	5.1	83.6	21.8	4.9	175	43.2	0.73
перевод на БС ₁₁											
22	24.2	1.0	95.9	56.7	5.8	89.8	32.4	4.8	128	6.6	0.3
в целом											
81	13.3	0.4	97.0	38.0	5.3	86.1	24.7	4.9	162	49.8	0.61

В целом по месторождению средний прирост дебита нефти составил 4.9 т/сут при среднем дебите нефти после проведения мероприятия 5.3 т/сут, дебите жидкости - 38.0 т/сут и средней обводненности продукции 86.1%. В результате переводов дополнительная добыча нефти составила 49.8 тыс. т.

Максимальная дополнительная добыча получена на объекте БС₁₀, где за анализируемый период отобрано 43.2 тыс. т нефти. При этом максимальная эффективность по дополнительной добыче нефти в пересчете на одну скважину составила 0.73 тыс. т, а по объекту БС₁₁ – 0.3 тыс. т.

Ввод 72.8% скважин (59 скв.) осуществлен из длительного бездействия (более полугода) или консервации, в связи с чем, показатели до проведения ГТМ приняты равными нулю. В 27.2% случаях (22 скв.) средний дебит по нефти до ГТМ составлял 1.6 т/сут, по жидкости 49.1 т/сут при обводненности продукции – 96.7%. После проведения перевода по данной группе скважин средний прирост дебита нефти составил 5.9 т/сут, по жидкости – 8.2 т/сут, до-полнительная добыча нефти составила 12.4 тыс. т, что в среднем приходится по 0.56 тыс. т на одну скважину.

Выводы:

За анализируемый период выполнен 81 перевод. Практически все скважины на объектах, с которых они были переведены, выполнили свое проектное назначение, отобранные запасы от извлекаемых в среднем на скважину составили: на БС₁₀ – 95-99%, БС₁₁ – 93-95%. Невыработанные запасы, на участках ухода скважин, отбираются соседними скважинами.

Наибольшее количество переводов выполнено в 2011 году (32 скважины). В 2012 году было переведено 22 скважины. В 2013-2015 гг. было выполнено 15, 6 и 6 переводов

соответственно. Успешность мероприятия в целом составила 21%, в том числе по объектам: БС10 – 23.7%, БС11 – 13.6%.

В целом по месторождению средний прирост дебита нефти составил 4.9 т/сут при среднем дебите нефти после проведения мероприятия 5.3 т/сут, дебите жидкости - 38.0 т/сут и средней обводненности продукции 86.1%. Суммарная дополнительная добыча нефти от переводов составила в целом по месторождению 49.8 тыс. т. Максимальная дополнительная добыча получена на объекте БС10, где за анализируемый период отобрано 43.2 тыс. т нефти, при этом максимальная эффективность на одну скважину достигнута 0.73 тыс. т.

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения». ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014г.
2. Принципиальная схема опытной эксплуатации Южно-Ягунского месторождения
3. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО Лукойл Западная Сибирь», 2014 г.
4. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 2003г.
5. Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения. 2015г.

УДК 622

Руснак О.С.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье рассмотрено применение методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на Южно-Ягунском месторождении.

Ключевые слова: нефтеотдача, Южно-Ягунское месторождение, ГТМ.

Annotation. This article discusses the application of methods for increasing oil recovery and intensification of inflow at the Yuzhno-Yagunskoye field.

Key words: oil recovery, Yuzhno-Yagunskoye field, GTM.

Для того чтобы оценить важность углеводородов и их производных в жизни человека, достаточно привести всего несколько примеров. Так, около 80% всей добываемой

нефти используется для создания горюче-смазочных материалов для двигателей внутреннего сгорания. А уж о масштабах использования в повседневной жизни полиэтилена и говорить нечего. Используемые методы добычи нефти обычно позволяют добыть не более 40 % от первоначальных запасов пластовой нефти. При этом большая часть запасов так и остается не извлеченной. Количество не извлеченных запасов зависит от сложности геологического строения месторождения, его местоположения, стратегии его разработки и используемых методов добычи и в значительной степени определяется экономикой или уровнем рентабельности добычи.

Существуют различные классификации и многочисленные определения технологий и методов добычи. Это в особенности справедливо для методов увеличения нефтеотдачи. Для повышения и восстановления продуктивности скважин на Южно-Ягунском месторождении применялся разнообразный комплекс ГТМ.

Ежегодно на каждом нефтяном месторождении осуществляются десятки методов увеличения нефтеотдачи. методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью методов увеличения нефтеотдачи нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Методы увеличения нефтеотдачи отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти.

Методы увеличения нефтеотдачи проводятся на всех этапах разработки месторождения. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение МУН особенно актуально.

Подбор эффективных мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия МУН планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Сущность метода ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит разрыв горной породы и образование новых или расширение существующих трещин. Для сохранения трещин в открытом состоянии при снижении давления в них вместе с жидкостью закачивают закрепляющий агент – проппант. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

Трещина разрыва, образующаяся в результате ГРП, может быть горизонтальной или вертикальной. Разрыв горной породы происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению. Как правило, до глубины порядка 500 метров в результате гидроразрыва возникают горизонтальные трещины. На глубине ниже 500 метров возникают вертикальные трещины. Поскольку продуктивные нефтенасыщенные пласты залегают, как правило, на глубине ниже 500 метров, трещины разрыва в нефтяных скважинах всегда вертикальные.

По виду ГРП подразделяются на проппантный и кислотный гидроразрыв.

Проппантный ГРП – гидроразрыв с использованием проппанта – расклинивающего материала, который закачивают в процессе ГРП для предотвращения смыкания созданной трещины. Эта разновидность ГРП используется, как правило, в терригенных пластах. Когда говорят о гидравлическом разрыве пласта, чаще всего подразумевают именно проппантный ГРП.

Кислотный ГРП – гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва используется кислота. Применяется в случае карбонатных пластов. Созданная с помощью кислоты и высокого давления сеть трещин и каверн не требует закрепления проппантом. От обычной кислотной обработки отличается гораздо большим объемом использованной кислоты и давлением закачки (выше давления разрыва горной породы).

Основные факторы, от которых зависит успешность ГРП:

- а) правильный выбор объекта для проведения операций;
- б) использование технологии гидроразрыва, оптимальной для данных условий;
- в) грамотный подбор скважин для обработки.

Обработки призабойной зоны (ОПЗ)

ОПЗ относится к методам интенсификации притока. ОПЗ производят в терригенных и карбонатных коллекторах кислотными или щелочными (только терригены) составами с целью восстановления проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) после вторичного вскрытия пласта с целью устранения воздействия на пласт различными технологическими жидкостями в процессе эксплуатации скважины и ее ремонтов. Для планирования ОПЗ очень важно знать рецептуры применявшихся технологических жидкостей, оказавших свое влияние на проницаемость пласта. Не менее важной информацией является знания о составе пластовых вод и коллекторе. Вся информация полезна тогда, когда она используется для подбора состава химической композиции и технологии обработки. Если же закачивают в пласт химические составы, имеющиеся на складе без понимания химизма процессов, протекающих в ПЗП, то в половине случаев получают снижение проницаемости

и дебита, а в другой половине случаев отрицательный результат скрывается увеличением дебита скважины гораздо ниже потенциального.

В карбонатных пластах производят ОПЗ кислотными составами также для увеличения площади дренирования за счет «выжигания» кислотой каверн и каналов вглубь пласта. Карбонат практически полностью реагирует с соляной кислотой, образуя жидкие и гелеобразные составы, которые достаточно легко удаляются из пласта при соблюдении технологии освоения.

Особенности применения: Технологии производства ОПЗ многообразны и их выбор зависит от геолого-технических условий, цели обработки, технической оснащенности и возможности использовать адаптивные составы и режимы закачки. В технологиях ОПЗ «нет готовых рецептов», они разнообразны по методам и приемам работ, но при их исполнении необходимо руководствоваться следующими постулатами. В классической форме технология ОПЗ состоит из следующих этапов.

1) Подготовка ствола скважины и ПЗП к обработке. Она заключается в физико-химической очистке внутренних поверхностей обсадной колонны и НКТ от различных окислов и примесей. Очистке от разрушенного цемента также подлежат каналы интервала перфорации. Если не провести данную часть технологии, то при ОПЗ произойдет реагирование рабочих химических составов с указанными отложениями и закачка продуктов реакции в ПЗП. Надо понимать, что в лучшем случае при освоении скважины можно будет удалить только часть этих примесей. Оставшиеся в пласте продукты реакции будут снижать проницаемость ПЗП и, следовательно, продуктивность скважины. В процессе подготовки к ОПЗ в ряде случаев устанавливается внутрискважинный пакер – тогда, когда он требуется для выполнения программы ОПЗ или если он требуется при дальнейших работах или эксплуатации скважины.

2) Закачка химических составов. Чаще всего перед закачкой основного химического состава закачивается буфер, который необходим для разделения жидкости глушения и рабочих химических составов. Иногда с целью оттеснения пластовой жидкости или осушки ПЗП буфер закачивается в пласт. После закачки буфера в скважину подается химический состав, который закачивается в пласт с определенной скоростью и в расчетном объеме. Далее скважина оставляется для реагирования на расчетный период времени.

3) Очистка пласта. В пласт могут закачиваться от одного до нескольких химических составов различных по концентрации и (или) композиции с использованием либо без использования промежуточных буферов. Обязательным условием является вынос продуктов реакции из пласта после каждой закачки химического состава посредством создания депрессии на пласт и циркуляции.

При планировании ОПЗ необходимо учитывать, что эффективность обработки по дебиту в силу ее физического смысла не может превышать 20 - 30 процентов (за исключением может быть случаев кольматации высокопроницаемых пластов и недоосвоенности скважин). Поэтому в практике для интенсификации пласта чаще всего используется ГРП. ОПЗ применяют в ряде случаев, когда применение ГРП не возможно или нецелесообразно по экономическим причинам. Однако, при глушении скважин после ГРП в процессе освоения либо при последующих ремонтах в данной скважине кислотные обработки для очистки трещин и восстановления их проницаемости особенно актуальны.

Иногда в случаях некачественного сообщения скважина – пласт перед проведением ГРП пользуются кислотной ОПЗ для очистки каналов перфорации.

Следует также знать, что основным ограничивающим критерием кислотной ОПЗ является плохое состояние цементного камня за колонной. В этих случаях перед принятием решения о проведении ОПЗ оцениваются альтернативные решения, риски и последствия получения сообщения в заколонном пространстве за пределы объекта воздействия. В таких ситуациях необходимо использовать составы с минимальным воздействием на цементный камень, а также другие предупредительные технологические меры.

Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)

Под этим понимается перевод скважин на добычу (нефти, газа, и др.) с одних объектов (пластов, горизонтов) на другие.

Осуществляется при разработке месторождений с несколькими продуктивными пластами, разбуренными единой сеткой скважин, когда скважины, вскрывшие один из объектов, полностью выработаны, обводнены или изменилось их техническое состояние (смятие колонн, аварии с оборудованием). Различают возврат скважин на вышележащие (по отношению к ранее эксплуатируемым) и нижележащие объекты. Возврат скважин на вышележащие объекты производят отключением выработок пласта (горизонта) цементированием (под давлением) чаще всего растворами тампонажного портландцемента с оставлением отвердевшего "стакана" в обсадной колонне или установкой мостовых пробок. При отсутствии качественного разобщения пластов одновременно производят восстановление герметичности затрубного пространства скважины, иногда с подъёмом цементного раствора для перекрытия вводимого в эксплуатацию объекта. После проверки герметичности эксплуатационной колонны и качества разобщения пластов осуществляют вскрытие вышележащего объекта и ввод его в эксплуатацию.

При возврате скважин на нижележащие объекты ранее эксплуатируемый пласт (горизонт) отключают цементированием с разбуриванием в обсадной колонне отвердевшего "стакана" из тампонирующего состава. При добыче углеводородного сырья

возврат скважин на нижележащие объекты производится в редких случаях. При наличии в отключаемом объекте аномально высокого пластового давления устанавливают потайную колонну (колонну-летучку) с последующим цементированием межтрубного пространства (рис.). Недостаток данной технологии — уменьшение диаметра (проходного сечения) эксплуатационной колонны. Более прогрессивно отключение вышележащего объекта с помощью продольного гофрированного тонкостенного патрубка, устанавливаемого при помощи специального развальцовочного инструмента — дорна или путём создания внутриметаллического профильного перекрывателя избыточного гидравлического давления.

Бурение боковых стволов (зарезка боковых стволов)

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и тд. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет. Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (ГРП, полгие скважины и тд).

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения» .ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014г.
2. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО Лукойл Западная Сибирь», 2014 г.
3. Жданов С.А. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием ПДГТМ. Нефтяное хозяйство, №3, 1997 г. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2009г., 300 с.

4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2011г., 192 с.

5. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных место-рождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2011г.

УДК 622

Руснак О.С.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЦЕЛОМ

Аннотация. В данной статье рассмотрена характеристика текущего состояния разработки Южно-Ягунского месторождения в целом.

Ключевые слова: Южно-Ягунское месторождение, нефть, нефтеизвлечение.

Annotation. This article describes the current state of development of the Yuzhno-Yagunskoye field as a whole.

Keyword: Yuzhno-Yagunskoye field, oil, oil recovery.

Южно-Ягунское месторождение открыто в 1978 году, в эксплуатацию введено в 1983 году. Добыча нефти осуществляется из трех эксплуатационных объектов: БС₁₀, БС₁₁ и ЮС₁¹. Динамику основных технологических показателей отражают рисунки (рисунок 1.1), (рисунок 1.2).

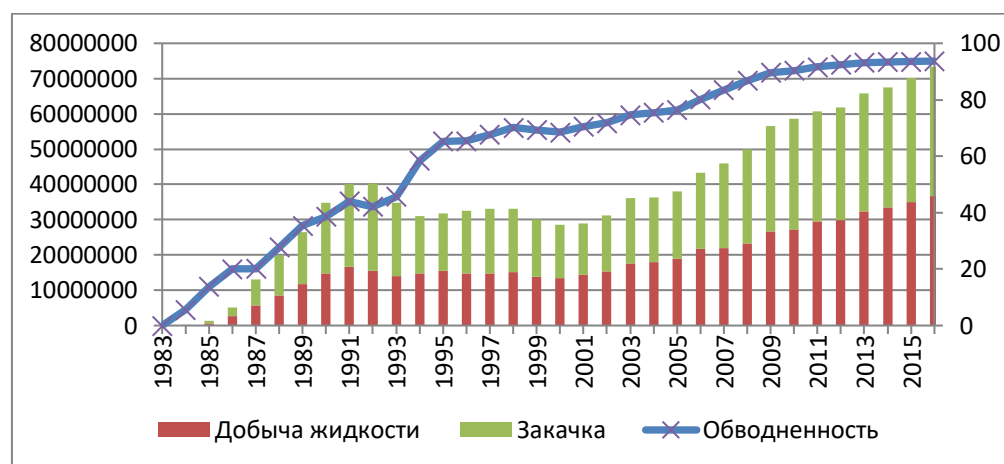


Рисунок 1.1 - Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки воды.
Южно-Ягунское месторождение

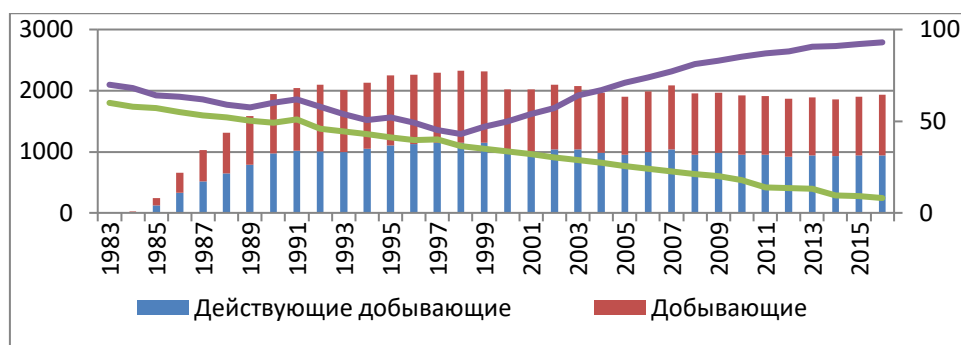


Рисунок 1.2 - Динамика дебитов нефти, жидкости и фонда добывающих скважин.

Южно-Ягунское месторождение

За 2015 год добыто 2358.9 тыс. т нефти и 36654.2 тыс. т жидкости, при среднегодовой обводненности 93.6%. Дебит жидкости добывающих скважин в среднем составил 88.0 т/сут, нефти – 7.6 т/сут.

Закачка на месторождении ведется с 1984 года. В 2015 г. в пласты месторождения закачано 36649.3 тыс. м³ воды, текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 112.5%, средняя приемистость нагнетательных скважин – 209 м³/сут.

Согласно состоянию на 1.01.2016 г. накопленный отбор нефти по месторождению составил 129868 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 85.4% при текущей обводненности 93.6%, достигнутый коэффициент нефтеизвлечения – 0.274. Жидкости с начало разработки отобрано 544047 тыс. т, накопленный водонефтяной фактор составил 1.1.

Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой по месторождению в целом составила 104.4% при закачке воды в объеме 666389 тыс. м³. На 1 тонну добытой нефти приходится 3.6 м³ закачанной в пласт воды, на тонну жидкости – 1.2 м³.

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 1990 году (9365.9 тыс. т) при темпе отбора от геологических запасов – 1.9%, от НИЗ – 5% и текущей обводненности 44%. До настоящего времени отмечается наращивание отборов жидкости.

К данному времени основная часть высокопродуктивных запасов уже введена в разработку, бурение новых скважин ведется в зонах более низкой продуктивности, и ввод новых запасов только компенсирует снижение добычи по основному объему вовлеченных запасов. Месторождение находится на четвертой стадии разработки.

По состоянию на 1.01.2016 г. на месторождении числится 1523 скважин, в том числе 951 нефтяных скважины, 463 нагнетательных и 73 - водозаборных. В указанное количество включено 37 вторых ствола (из них 12 с горизонтальным окончанием), пробуренные для восстановления аварийных скважин, первые стволы которых ликвидированы.

Величина общего проектного фонда скважин месторождения, уточненным проектом разработки (2013 г.), составляет 1523 скважин, в т.ч. добывающих – 951, нагнетательных – 463, 65 специальных и 53 резервных. На 1.01.2016 г. пробурено 1456 скважин, т.е. основной фонд реализован на 95.6%. Оставшийся фонд для бурения составляет 67 ед., в т.ч. 13 резервных. Из 951 добывающих скважин действующих – 879 или 92.4% общего нефтяного фонда, в бездействии – 27, в консервации – 45. Из 463 нагнетательных скважин 417 действующих (90.1%), в бездействующем фонде – 15 ед., в консервации – 31 ед.

В настоящее время Южно-Ягунское месторождение эксплуатируется механизированным способом, с применением УЭЦН и УШГН. По состоянию на 1.01.2016 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин месторождения составил 888 ед. По способам эксплуатации действующий фонд распределяется следующим образом: ЭЦН – 829 скважин (93.4%), ШГН – 11 скважин (6.6%), таблица 3.5.

Доля добытой нефти с использованием скважин, оборудованных ЭЦН, составляет 95.2%, ШГН – 4.8%. Дебит жидкости скважин, эксплуатирующихся с помощью ЭЦН, значительно выше, чем скважин с ШГН (10,7 т/сут и 4.0 т/сут соответственно), обводненность также выше и составляет 93.0%. Коэффициент использования эксплуатационного фонда добывающих скважин по объектам разработки изменяются от 91% до 95%, составляя в среднем 93%. По нагнетательному фонду – от 90% до 92%, в среднем по месторождению коэффициент использования нагнетательного фонда – 91%.

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин по объектам разработки изменяется от 98% до 99%, составляя в среднем 98%. По нагнетательному фонду – от 99% до 100%, в среднем по месторождению – 99%.

Главные проектные решения на разработку Южно-Ягунского месторождения сформулированы Уточненным проектом разработки (протокол ЦКР №3320 от 23.12.2013 г.), технологические показатели разработки уточнены в Авторском надзоре за реализацией Уточненного проекта разработки (протокол ТО ЦКР РОСНЕДРА по ХМАО-Югре № 1110 от 23.12.2008 г.).

В 2015 г. на долю объекта БС₁₀ приходится 52% добычи нефти месторождения. Отборы нефти остальных объектов разработки и соответственно их доля в общем объеме добычи увеличивается, рисунок 1.3.

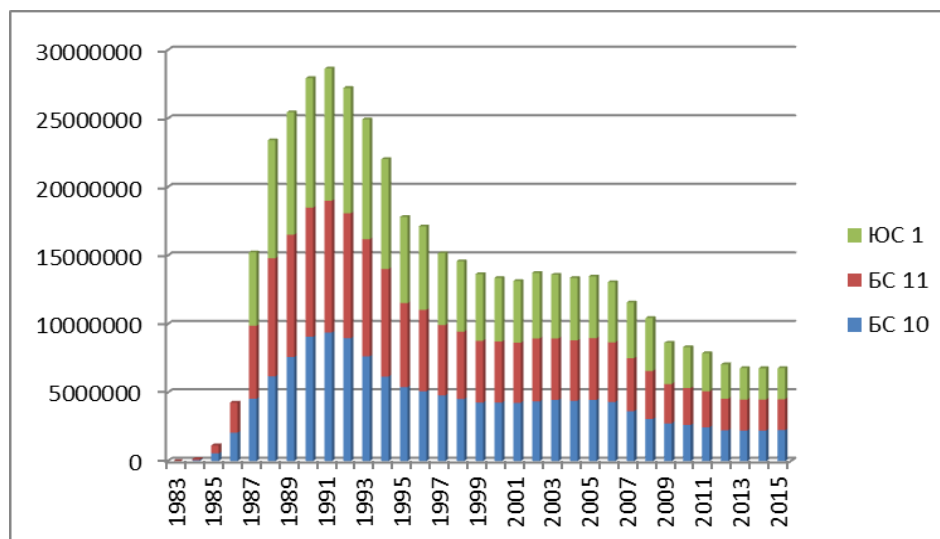


Рисунок 1.3 – Динамика добычи нефти по объектам разработки. Южно-Ягунское месторождение

В целом по месторождению выработка запасов нефти осуществляется невысокими темпами. Темпы отбора от начальных извлекаемых запасов в период стабильных отборов нефти (1995-2005 гг.) находились на уровне 2.3-2.7% в год, при этом темпы отбора от текущих запасов увеличились с 4.1 до 5.9%, рисунок 1.4.

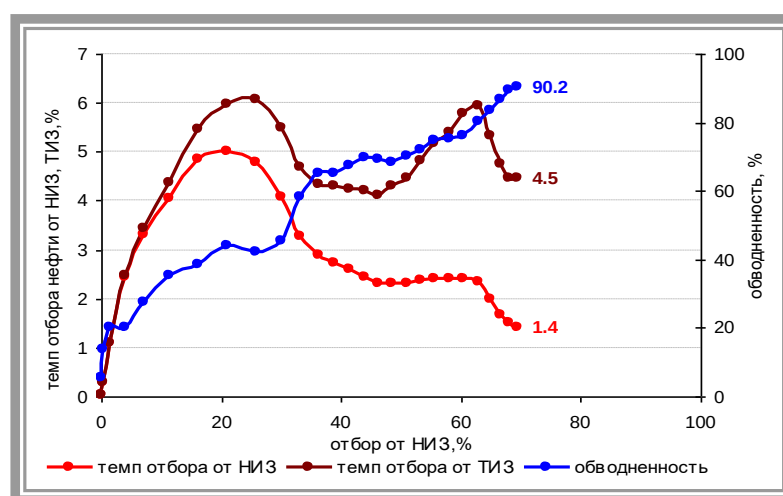


Рисунок 1.4 – Зависимость обводненности и темпов отбора НИЗ и ТИЗ от отбора от НИЗ на 1.01.2016 г.

Величина извлекаемых запасов категории ВС1 по месторождению составляет 187.2 млн. т, геологических – 491.4 млн. т. При накопленной добыче нефти за период разработки 129 млн. т. достигнут коэффициент нефтеизвлечения 0.264 (рисунок 3.4), отобрано 69.4% начальных извлекаемых запасов при текущей обводненности продукции 90.2%, (рисунок 1.4).



Рисунок 1.5 – Зависимость КИН от обводненности на 1.01.2016 г.

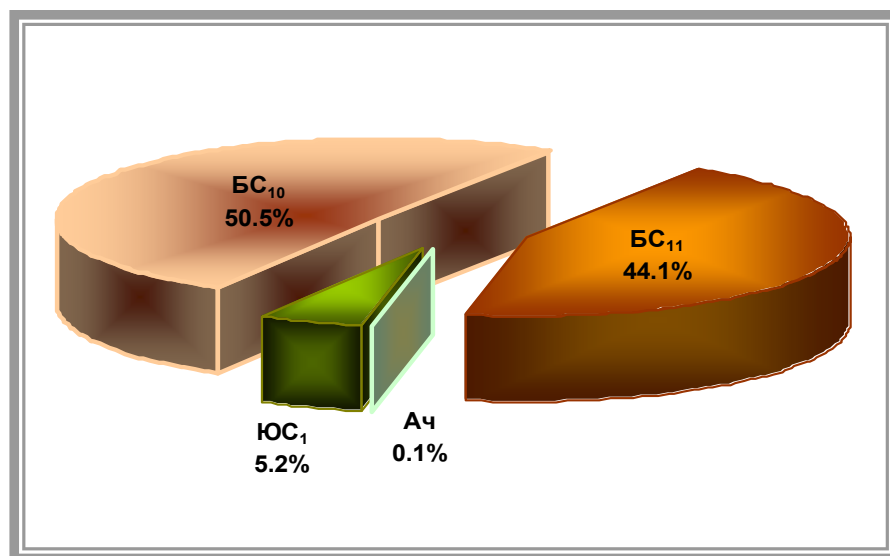


Рисунок 1.6 – Распределение НИЗ по объектам

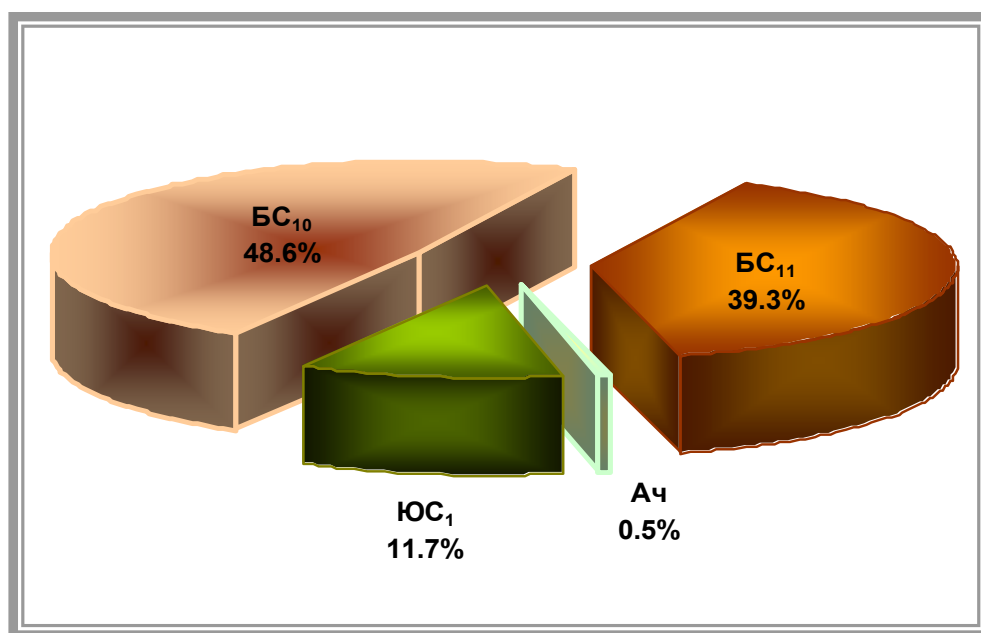


Рисунок 1.7 – Распределение ТИЗ по объектам на 1.01.2016 г. На рассматриваемую дату в составе месторождения в разработку вовлечена 31 залежь нефти: Пласт БС₁₀¹ – в разработке две залежи из трех, начальные геологические запасы

категории BC1+C2 составляют 133451 тыс. т, извлекаемые – 33810 тыс. т, утвержденный КИН – 0.253;

Пласт BC₁₀² – в разработке пять залежей из шести, начальные геологические запасы категории BC1+C2 составляют 123358 тыс. т, извлекаемые – 62388 тыс. т, утвержденный КИН – 0.506;

Пласт BC₁₁¹ – в разработке четыре залежи из пяти, начальные геологические запасы категории BC1+ C2 составляет 26949 тыс. т, извлекаемые – 7569 тыс. т, утвержденный КИН – 0.281;

Пласт BC₁₁² (основное поднятие) – в разработке две залежи из трех, начальные геологические запасы категории BC1+C2 составляют 180461 тыс. т, извлекаемые – 75667 тыс. т, утвержденный КИН – 0.419;

Пласт BC₁₁² (Восточный Купол) – в разработке четыре залежи из четырех, начальные геологические запасы категории BC1+C2 составляют 18939 тыс. т, извлекаемые – 3706 тыс. т, утвержденный КИН – 0.196;

Пласт ЮC₁¹ (основное поднятие) – в разработке 10 залежей из 15, начальные геологические запасы категории BC1+C2 составляют 30934 тыс. т, извлекаемые – 9731 тыс. т, утвержденный КИН – 0.314;

Пласт BC₁₈¹ – в разработке одна залежь из двух, начальные геологические запасы составляют 377 тыс. т, извлекаемые – 75 тыс. т, утвержденный КИН – 0.199;

Пласт ЮC₁¹ (Восточный Купол) – в разработке три залежи из семи, начальные геологические запасы категории BC1+C2 составляют 3512 тыс. т, извлекаемые – 1085 тыс. т, утвержденный КИН – 0.309.

Не вовлечены в разработку 18 залежей, содержащие 2750 тыс. т геологических и 740 тыс. т извлекаемых запасов категории BC1, КИН – 0.269, и 10009 тыс. т геологических и 2561 тыс. т извлекаемых запасов категории C2, КИН – 0.256.

За 2015 г. добыто 2317 тыс. т нефти, из них на объект BC₁₀ приходится 60% (1603 тыс. т), 28% (747 тыс. т) – на объект BC₁₁ и 12% (324 тыс. т) – на объект ЮC₁¹.

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения» .ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014г.
2. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО Лукойл Западная Сибирь», 2014 г.
3. Жданов С.А. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием ПДГТМ. Нефтяное хозяйство, №3, 1997 г. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2009г., 300 с.

4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2011г., 192 с.

5. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных место-рождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2011г

УДК 622

Руснак О.С.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕННЫХ ГТМ НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье проведен анализ технологической эффективности выполненных ГТМ на Южно-Ягунском месторождении.

Ключевые слова: ГТМ, Южно-Ягунское месторождение, нефтеотдача, нефть.

Annotation. This article analyzes the technological efficiency of the GTM performed at the Yuzhno-Yagunskoye field.

Keywords: GTM, Yuzhno-Yagunskoye field, oil recovery, oil.

В настоящее время разработка месторождения ведется на основании Уточненного проекта разработки (протокол ЦКР №3320 от 23.12.2010 г.), тех-нологические показатели скорректированы в Авторском надзоре за реализаци-ей Уточненного проекта разработки месторождения (протокол ЦКР Роснедра №4202 от 26.12.2013 г.) и уточнены в Авторском надзоре за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения (протокол ТО ЦКР РОС-НЕДРА по ХМАО-Югре №1110 от 23.12.2014 г.). Данными документами, для достижения проектных уровней добычи нефти в период 2011-2015 гг., было запланировано 1455 методов повышения нефтеотдачи пластов (МУН), интен-сификации и регулирования процесса разработки:

- бурение боковых стволов – 7 скважин;
- проведение ГРП – 136 скв.-опер.;
- физико-химическое воздействие в нагнетательных скважинах – 347 скв.-опер.;
- перфорационные методы – 208 скв.-опер.;
- обработка призабойной зоны добывающих скважин – 336 скв.-опер.;
- переводы на другой объект – 50 скв.-опер.;
- ВИР и РИР - 200 скв.-опер.;
- гидродинамические методы – 171 скв.-опер.

- От проведения ГТМ планировалось получить 1149.0 тыс. т дополнительной годовой добычи нефти, в том числе за счет:
- бурение боковых стволов – 22.3 тыс. т;
- проведения гидравлического разрыва пласта – 224.3 тыс. т;
- перфорационных методов – 143.8 тыс. т;
- переводы на другой объект – 29.0 тыс. т;
- программы по регулированию разработки (в целом) – 322.0 тыс. т, в т.ч.:
- ВИР и РИР – 151.7 тыс. т;
- ОПЗ скважин химическими и физическими методами – 170.3 тыс. т;
- физико-химического воздействия через нагнетательные скважины – 271.4 тыс. т;
- гидродинамические методы – 136.2 тыс. т.

Всего на месторождении с 1.01.2011-1.01.2016 гг. проведено 1958 скважино-операций. К наиболее значимым мероприятиям относятся: бурение боковых стволов – 12 операций (0.6%), ГРП – 186 скважино-операций (9.5%) и оптимизацию режимов работы скважины – 398 скважинно-операций (20.3%).

К оставшимся относятся: перфорационные методы – 379 операции (19.4%), ФХВ через нагнетательные скважины – 378 скважинно-операций (19.3%), ОПЗ – 198 скважино-операций (10.1%), ремонтно-изоляционные работы – 108 скважино-операций (5.5%), переводы с объекта на объект – 81 скважино-операций (4.1%), гидродинамические методы – 172 скважино-операций (8.8%), ликвидация аварий – 25 скважино-операций (1.3%) и прочие ГТМ – 21 скважино-операций (1.1%).

Дополнительная переходящая добыча нефти от проведения ГТМ по годам за рассматриваемый период составила 4436.4 тыс. т., в том числе за счет:

- бурения боковых стволов – 78.5 тыс. т;
- гидравлического разрыва пласта – 2022.3 тыс. т;
- перфорационных методов – 717.5 тыс. т;
- программы по регулированию разработки (в целом) – 697.3 тыс. т, в т.ч.:
- ВИР и РИР – 48.6 тыс. т;
- оптимизация режимов работы скважин – 357.0 тыс. т;
- ОПЗ – 291.7 тыс. т;
- ФХВ через нагнетательные скважины – 519.8 тыс. т;
- гидродинамические методы – 241.0 тыс. т;
- переводы с других объектов – 140.9 тыс. т;
- ликвидации аварий – 8.8 тыс. т;
- прочие ГТМ – 10.3 тыс. т.

Таким образом, за 2011-2015 гг. в целом по месторождению утвержденные проектные решения выполняются в полном объеме. Однако наблюдается превышение по перфорационным методам (выполнено больше на 171 операцию); по переводам на другой

объект больше на 31 скважино-операцию; по ГРП больше на 50 скважино-операций; по бурению боковых стволов больше на 5 скважино-операций и ФХ МУН на 31 операцию больше, чем запланиро-вано. Также отмечается отставание от проектного объема выполнения работ по ремонтно-изоляционным работам и ОПЗ в количестве 92 и 138 скважино-операций соответственно.

Эффективность по нефти на долю проведенной скважино-операции по факту оказалась ниже ожидаемой по ФХ МУН – 680 т против 780 т ожидаемой, по мероприятиям ОПЗ – 310 т против 510 т ожидаемой, по ремонтно-изоляционным работам – 450 т. против 760 т. ожидаемой, по гидродинамиче-ским методам - 730 т. на одну скважино-операцию против 800 т. ожидаемой и бурению боковых стволов – 1750 т. на одну скважинно-операцию против 3190 т. ожидаемой.

Рассмотрим методы повышения нефтеотдачи пластов (МУН), интенсифи-кации и регулирования процесса разработки по объектам разработки.

Объект БС10

Фактически по объекту БС10 за период 01.01.2011-01.01.2016 гг. было проведено 863 скважино-операций, из них:

- оптимизация режимов работы скважин – 249;
- перфорационные методы – 244;
- ВИР и РИР – 67;
- физико-химические ОПЗ – 140;
- ГРП – 69;
- ликвидации аварий – 17;
- переводы на БС100+1 – 59;
- бурение боковых стволов – 4;
- прочие ГТМ -14 .

Дополнительная годовая добыча нефти по всем проведенным мероприя-тиям составила 518.8 тыс. т или 601 тонна на скважину.

Средний дебит нефти на момент проведения ГТМ составлял 7.4 т/сут, жидкости – 32.3 т/сут. Средний дебит нефти после ГТМ составил 10.7 т/сут, жидкости – 54.9 т/сут.

Основные показатели работы скважин до и после проведения мероприя-тий на объекте за рассматриваемый период, сведены к одной дате, а результа-ты, полученные за первые 12 месяцев работы скважин в среднем составили по дебиту нефти 12.0 т/сут, жидкости – 117.2 т/сут. В результате, по проведенным мероприятиям в течении первого года работы скважин средний дебит нефти по отношению к режиму после ГТМ уменьшился на 1.1 т/сут., дебит жидкости увеличился на 3.6 т/сут.

По распределению годовой дополнительной добычи нефти по мероприятиям основная доля добычи получена за счет:

- оптимизации режимов работы скважин – 179.9 тыс. т (34.7%);
- перфорационные методы – 146.2 тыс. т (28.2%);
- бурения боковых стволов – 4.3 тыс. т (0.8%)
- переводов на БС10 – 43.2 тыс. т (8.3%).

На долю остальных мероприятий приходится 28.0% дополнительной добычи нефти от всех выполненных ГТМ за рассматриваемый период на объекте БС10, из них:

- ВИР и РИР – 22.2 тыс. т (4.3%);
- ГРП – 56.4 тыс. т (10.9%);
- ОПЗ – 51.1 тыс. т (9.8%);
- ликвидация аварий – 7.4 тыс. т (1.4%);
- прочие ГТМ – 8.1 тыс. т (1.6%).

Объект БС11

Фактически по объекту БС11 с 01.01.2011 г. по 01.01.2016 г. было проведено 344 скважино-операций, из них:

- перфорационные методы – 130;
- оптимизация режимов работы скважин – 102;
- физико-химические ОПЗ – 33;
- переводы на БС11 - 22;
- ВИР и РИР – 37;
- ГРП - 3;
- ликвидации аварий – 7;
- прочие ГТМ - 10.

Дополнительная добыча нефти по всем проведенным мероприятиям составила 273.0 тыс. т или 794 тонн на скважину.

Средний дебит нефти на момент проведения ГТМ составлял 15.0 т/сут, жидкости – 58.7 т/сут. Средний дебит нефти после ГТМ составил 18.9 т/сут, жидкости – 83.0 т/сут.

Основные показатели работы скважин до и после проведения мероприятий на объекте за рассматриваемый период, сведены к одной дате, а результаты, полученные за первые 12 месяцев работы скважин в среднем составили по дебиту нефти 10.1 т/сут, жидкости – 54.3 т/сут. В результате, по проведенным мероприятиям в течении первого года работы скважин средний дебит нефти по отношению к режиму после ГТМ снизился на 2.5 т/сут, дебит жидкости увеличился на 1.2 т/сут.

По распределению суммарного прироста добычи нефти по мероприятиям основная доля прироста получена за счет:

- перфорационных методов – 105.3 тыс. т (38.6%);

- оптимизации режимов работы скважин – 126.9 тыс. т (46.5%);
- переводы на БС11 – 6.6 тыс. т (2.4%).

На долю остальных мероприятий приходится 12.5% дополнительной добычи нефти от всех выполненных ГТМ за рассматриваемый период на объекте БС11, из них:

- ГРП – 1.2 тыс. т (0.4%);
- физико-химические ОПЗ – 5.4 тыс. т (2.0%);
- ВИР и РИР – 22.2 тыс. т (8.1%);
- ликвидация аварий – 2.1 тыс. т (0.8%);
- прочие ГТМ – 3.3 тыс. т (1.2%).

Объект ЮС1

Фактически по объекту ЮС1 с 01.01.2011 г. по 01.01.2016 г. было проведено 126 скважино-операций, из них:

- перфорационные методы – 5;
- бурение боковых стволов – 8;
- оптимизация режимов работы скважин – 47;
- физико-химические ОПЗ – 25;
- ВИР и РИР – 4;
- ГРП – 35;
- ликвидации аварий – 2.

Дополнительная добыча нефти по всем проведенным мероприятиям составила 115.2 тыс. т или 914 тонн на скважину.

Средний дебит нефти на момент проведения ГТМ составлял 9.9 т/сут, жидкости – 18.2 т/сут. Средний дебит нефти после ГТМ составил 14.5 т/сут, жидкости – 29.0 т/сут.

Основные показатели работы скважин до и после проведения мероприятий на объекте за рассматриваемый период, сведены к одной дате, а результаты, полученные за первые 12 месяцев работы скважин в среднем составили по дебиту нефти 14.7 т/сут, жидкости – 26.7 т/сут. В результате, по проведенным мероприятиям в течении первого года работы скважин средний дебит нефти по отношению к режиму после ГТМ увеличился на 0.4 т/сут., дебит жидкости снизился на 1.1 т/сут.

По распределению дополнительной годовой добычи нефти по мероприятиям основная доля добычи получена за счет:

- ГРП – 37.4 тыс. т (32.5%);
- бурение боковых стволов – 16.2 тыс. т (14.1%);
- оптимизации режимов работы скважин – 50.1 тыс. т (43.5%).

На долю остальных мероприятий приходится 40.4% дополнительной годовой добычи нефти от всех выполненных ГТМ за рассматриваемый период на объекте ЮС1, из них:

- физико-химические ОПЗ – 5.8 тыс. т (5.0%);
- перфорационных методов – 2.4 тыс. т (2.1%);
- ВИР и РИР – 2.8 тыс. т (2.4%);
- ликвидация аварий – 0.5 тыс. т (0.4%).

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения» .ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014г.
2. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО Лукойл Западная Сибирь», 2014 г.
3. Жданов С.А. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием ПДГТМ. Нефтяное хозяйство, №3, 1997 г. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2009г., 300 с.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2011г., 192 с.
5. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2011г.

УДК 622

Руснак О.С.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРИМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация: В данной статье рассмотрено применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на южно-ягунском месторождении.

Ключевые слова: нефтеотдача, Южно-Ягунское месторождение, высокообводненные интервалы.

Abstract: this article discusses the application of physical and chemical methods to increase oil recovery and increase inflow at the Yuzhno-yagunskoye field.

Key words: oil recovery, Yuzhno-Yagunskoye field, high-water intervals.

Рассматриваемое Южно-Ягунское месторождение имеет сложное геологическое строение. Объекты разработки характеризуются высокой геологической неоднородностью как по разрезу, так и по латерали. Применение физико-химических МУН для улучшения выработки запасов нефти на Южно-Ягунском месторождении начато в 1996 г. Физико-химические методы можно разделить на следующие направления:

потокоотклоняющие технологии, направленные на выравнивание профилей приемистости и изоляцию высокообводненных интервалов пласта с целью вовлечения в разработку недренируемых зон залежей;

технологии интенсификации добычи нефти, направленные на увеличение коэффициента вытеснения и доотмыва остаточной нефти.

К первой группе технологий относятся ГОС, СПС, ВДПС, ЭМКО, ВУС, РВ-3П1, РИТИН-10, СПГ, ЭСС, Полисил-П, ПЖСГС, ОГС, ТЕРМОГЕЛЬ, Неопласт.

Ко второй – КМЭ, КМК БС, КСПЭО, КПАС.

Направленность воздействия технологии на пласт и компонентный состав композиций представлены в таблице

Таблица 1.1- Физико-химические технологии, применяющиеся на Южно-Ягунском месторождении

Технология	Цель воздействия на пласт	Расшифровка названия	Компоненты (химреагенты, входящие в состав)
ГОС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	гелеобразующий состав	силикат натрия (жидкое стекло), кислота, полимер
КМК	увеличение приемистости, очистка ПЗП	кислотная композиция	кислота
СПС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	сшитые полимерные системы	полимер, сшиватель, ПАВ, кислота

ВДПС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	волокнисто- дисперсные полимерные системы	полимер, древесная мука, глинопорошок
ЭМКО	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	эмульсионная композиция	паста ЭМКО
КМЭ	увеличение приемистости, проницаемости, очистка ПЗП	кислотная микроэмульсия	кислота, ПАВ
ВУС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	вязко-упругая система	полимер, сшиватель, ПАВ
РИТИН-10	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	полимерная система	модифицированный полимер
СПГ	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	силикатно- полимерный гель	силикат натрия, кислота, полимер
РВ-3П-1	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	гелеобразующий состав	алюмохлорид, мочевина

ЭСС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	эмульсионно- суспензионная система	Синол ЭМ, нефрас С-4, бентон. глина, хлорист. кальций
-----	--	--	--

В период 2008-2015 гг. на месторождении проведено 606 обработок с применением различных технологий ФХВ рисунок 1.

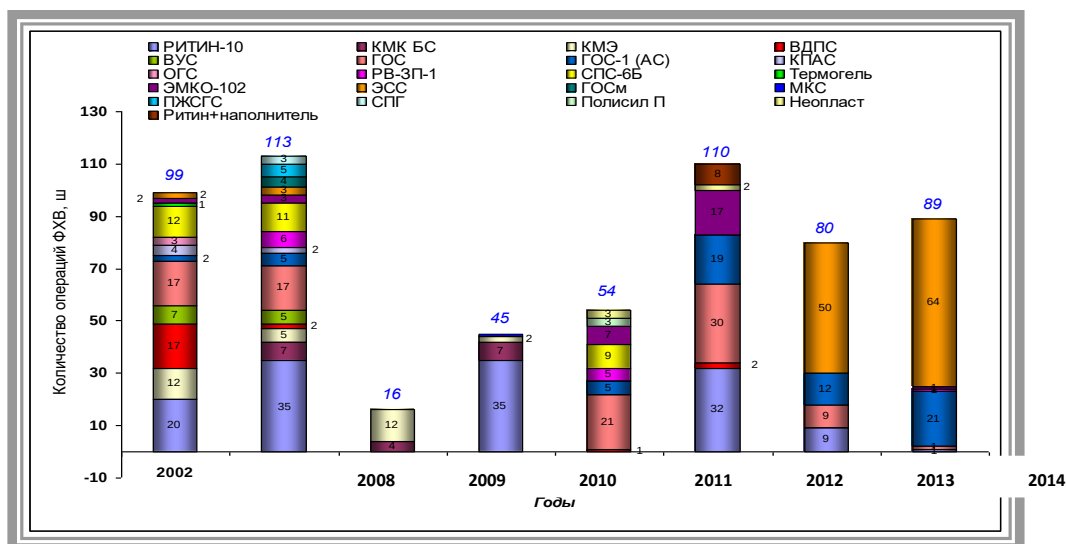


Рисунок 1.1 - Распределение применяемых на Южно-Ягунском месторождении технологий ФХВ по годам

Как видно из рисунка рисунок 1, наибольший объем внедрения у потокоотклоняющих технологий РИТИН-10, ЭСС и ГОС – 132, 119 и 95 скважино-операций соответственно.

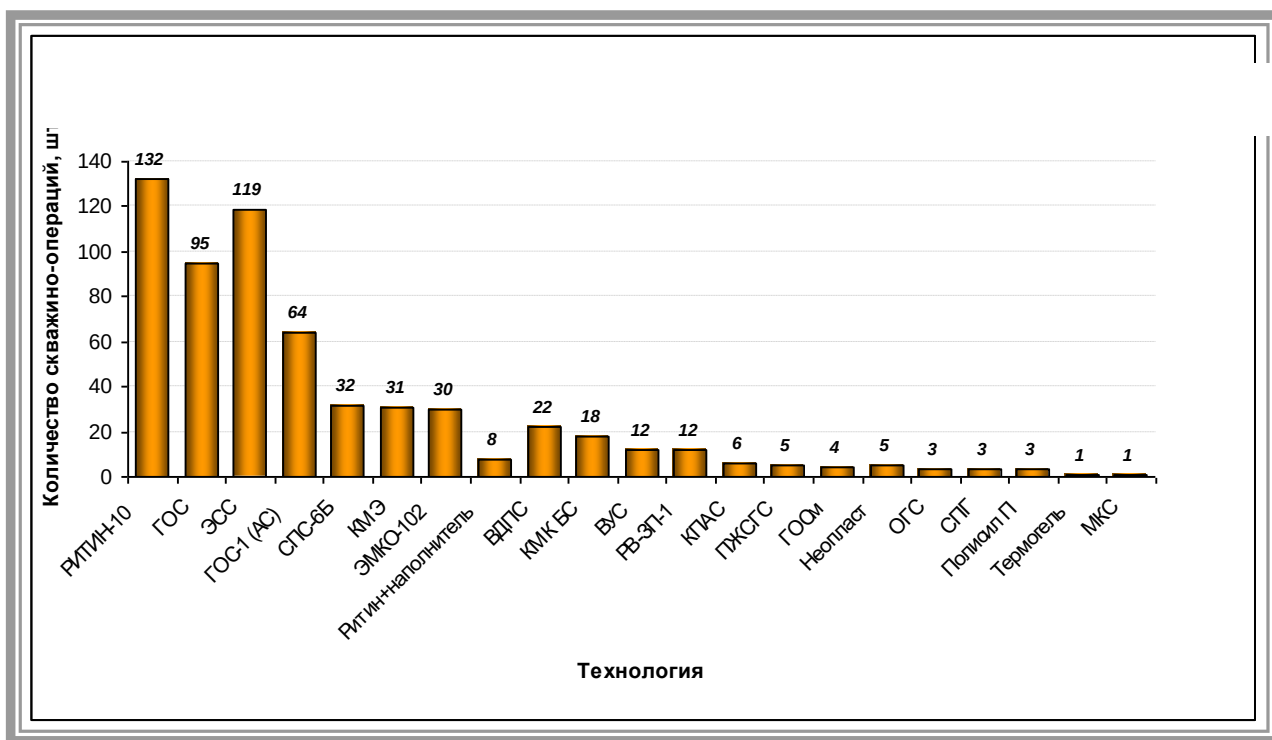


Рисунок 1.2 - Реализация ФХ МУН на Южно-Ягунском месторождении в 2008-2015 гг.

Наибольшее количество операций по физико-химическому воздействию осуществлялось на объекте БС₁₀ (343 скважино-операций). На нагнетательных скважинах, эксплуатирующих объект БС₁₁ и совместно БС₁₀+БС₁₁, проведено 241 и 6 скважино-операций соответственно, на объекте ЮС₁ проведено 16 обработок ФХВ рисунок 3.

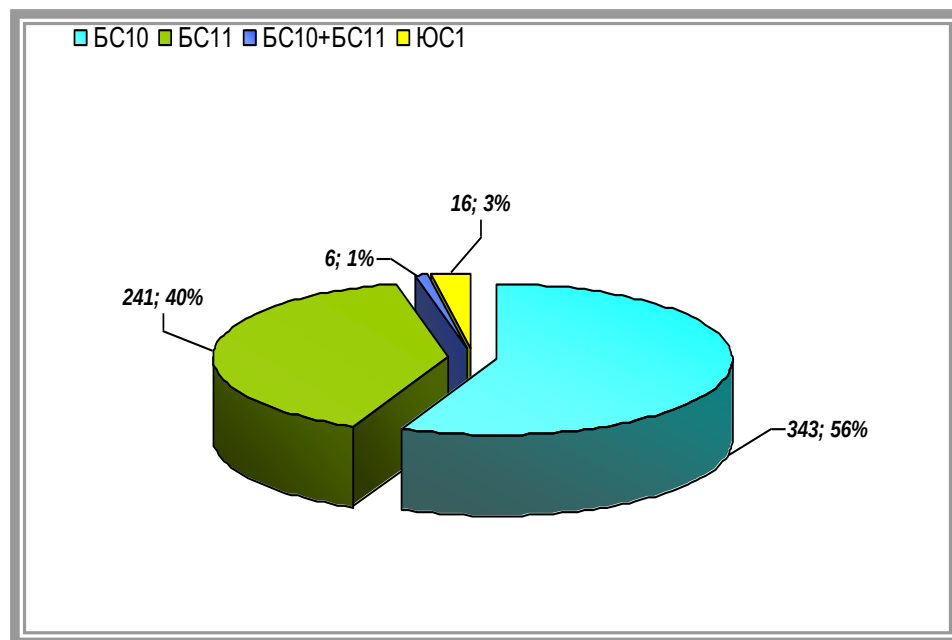


Рисунок 1.3 - Распределение скважино-операций по объектам воздействия Южно-Ягунского месторождения ТПП «КНГ» за период 2008-2015гг.

Распределение обработок по годам и объектам воздействия показано в таблице
таблица .

Таблица 1.2 - Реализация ФХ МУН на нагнетательном фонде Южно-Ягунского месторождения в период 2008-2015гг.

объект/ год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Итого:
БС10	64	54		32	25	61	53	54	343
БС11	28	52	16	11	24	49	27	34	241
БС10+БС11	5	1							6
ЮС1	2	6		2	5			1	16
<i>Итого:</i>	99	113	16	45	54	110	80	89	606

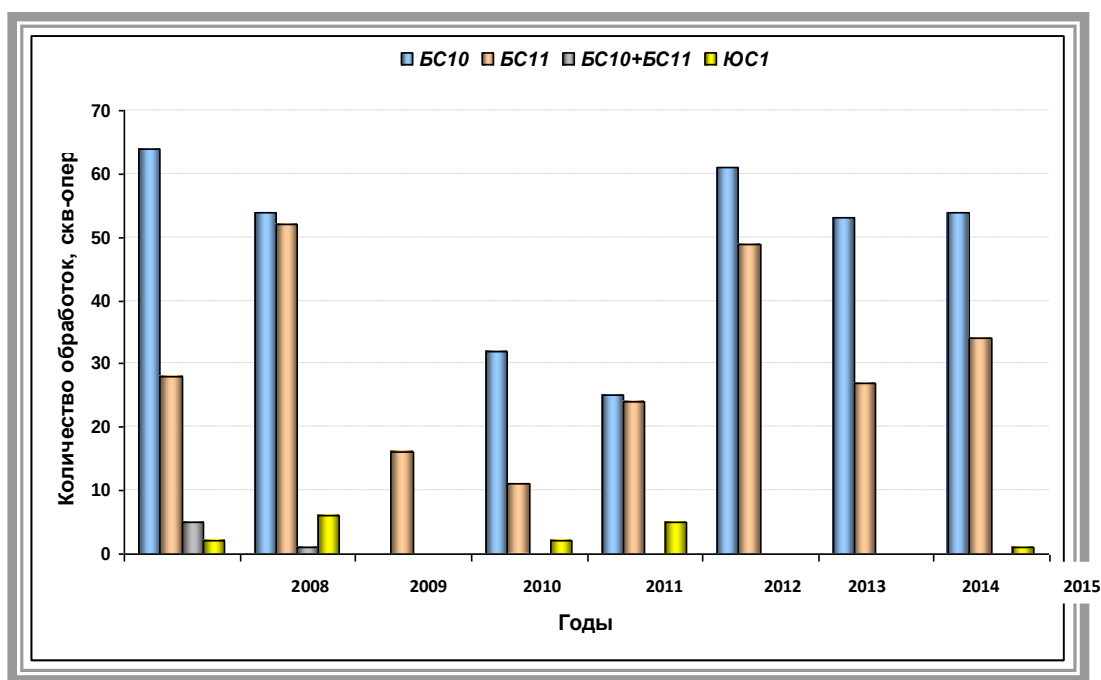


Рисунок 1.3 - Распределение количества обработок по объектам воздействия и по годам

Дополнительная добыча нефти, полученная в результате проведенных мероприятий по ФХ МУН, по годам распределена следующим образом: 2008 г. – 68,94 тыс.т, 2009 г. – 14,54 тыс.т, 2010 г. – 2,82 тыс.т, 2011 г. – 19,22 тыс.т, 2012 г. – 13,79 тыс.т, 2013 г. – 56,11 тыс.т., 2014 г. – 79,09 тыс.т., 2015 г. – 90,61 тыс.т..

Накопленная дополнительная добыча нефти от всех обработок 2008-2015 гг. по состоянию на 01.01.2016 г. составила 345 тыс.т, удельный эффект – 569 т/скв-опер. Наибольшая удельная эффективность была достигнута в 2015 году.

На рисунке рисунок 4 показано распределение дополнительной добычи нефти, количества обработок и удельной эффективности по годам за период 2008-2015 гг.

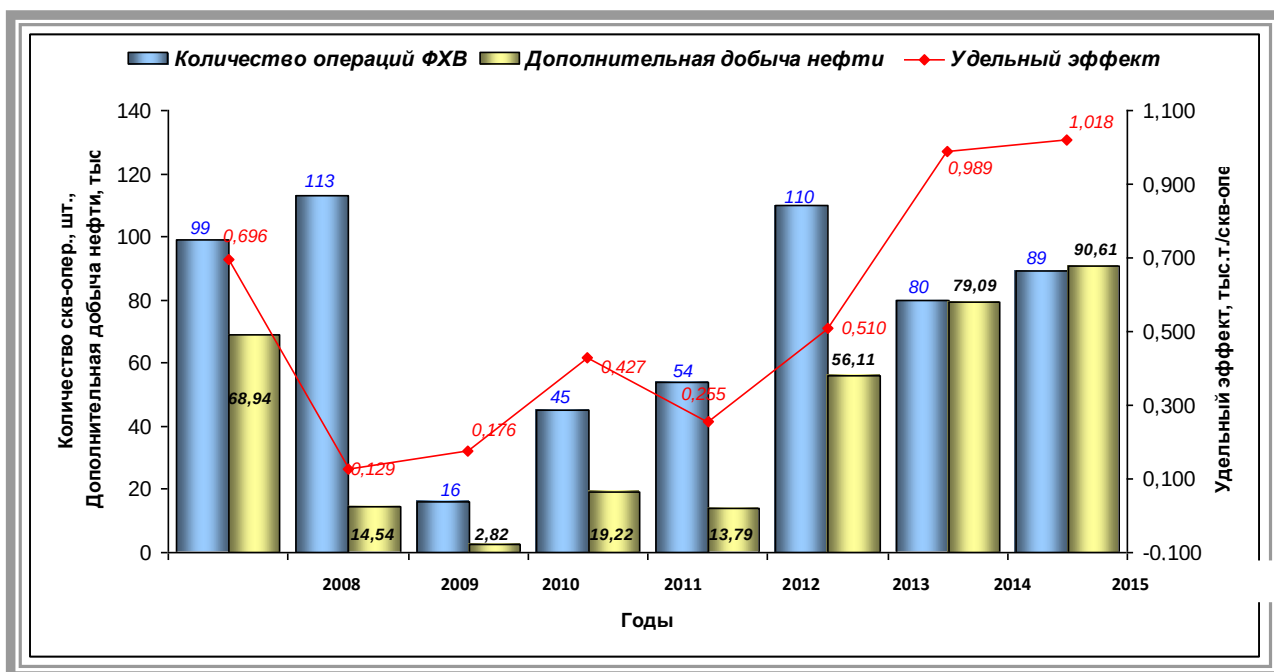


Рисунок 1.4 - Распределение дополнительной добычи нефти, количества обработок и удельного эффекта по годам Южно-Ягунского месторождения ТПП «КНГ» за период 2008-2015 гг.

В 2008 г. выполнено 99 скважино-операций, дополнительная добыча составила 68940 т. нефти, основной объем дополнительной добычи нефти был получен за счет применения технологии ВДПС. В 2009 году провели 113 обработок, эффективность подсчитана только от обработок по технологии РИТИН-10 (35 скв-опер) и равна 14540 т, удельный эффект 415 т/скв-опер. В 2010 г. применялись только нефтеотмывающие технологии: КМЭ – 12 обработок, КМК БС – 4 скв-опер, дополнительная добыча нефти составила 2820 т, удельная эффективность – 180 т/скв-опер. В 2011г. возобновилось применение потокоотклоняющих технологий, проведено 35 обработок по технологии РИТИН-10 и 10 скв-опер. с применением нефтеотмывающих технологий, эффективность равна 19220 т, удельный эффект 450 т. нефти/скв-опер. Максимальное количество 110 скважино-операций за рассматриваемый период проведено в 2013 г., в том числе РИТИН-10 – 32 скв-опер, ГОС – 30 скв-опер, ГОС-1 – 19 скв-опер, ЭМКО-102 – 17 скв-опер, РИТИН+наполнитель – 8 скв-опер, ВДПС – 2 скв-опер, Неопласт – 2 скв-опер. Дополнительная добыча нефти составила 56110 т, удельная эффективность – 510 т/скв-опер. В 2014-2015гг отмечается увеличение объемов применения технологии ЭСС: в 2008г. – 50 скв-опер., в 2009г – 64 обработки. Всего в 2014г. выполнено 80 скв-опер. с дополнительной добычей нефти 79090 т, удельный эффект 990 т. нефти/скв-опер. В 2015 году проведено 89 обработок, дополнительная добыча нефти составила 90610 т, удельная добыча нефти на 1 обработку – 1018 т. Наибольшее количество обработок проведено по технологиям ЭСС (64 скв-опер) и ГОС-1 (21 скв-опер).

Наиболее эффективными технологиями оказались следующие рисунок 5:

по объекту BC_{10} – ЭСС, ГОС и ГОС-1;

по объекту BC_{11} – ГОС и ГОС-1.

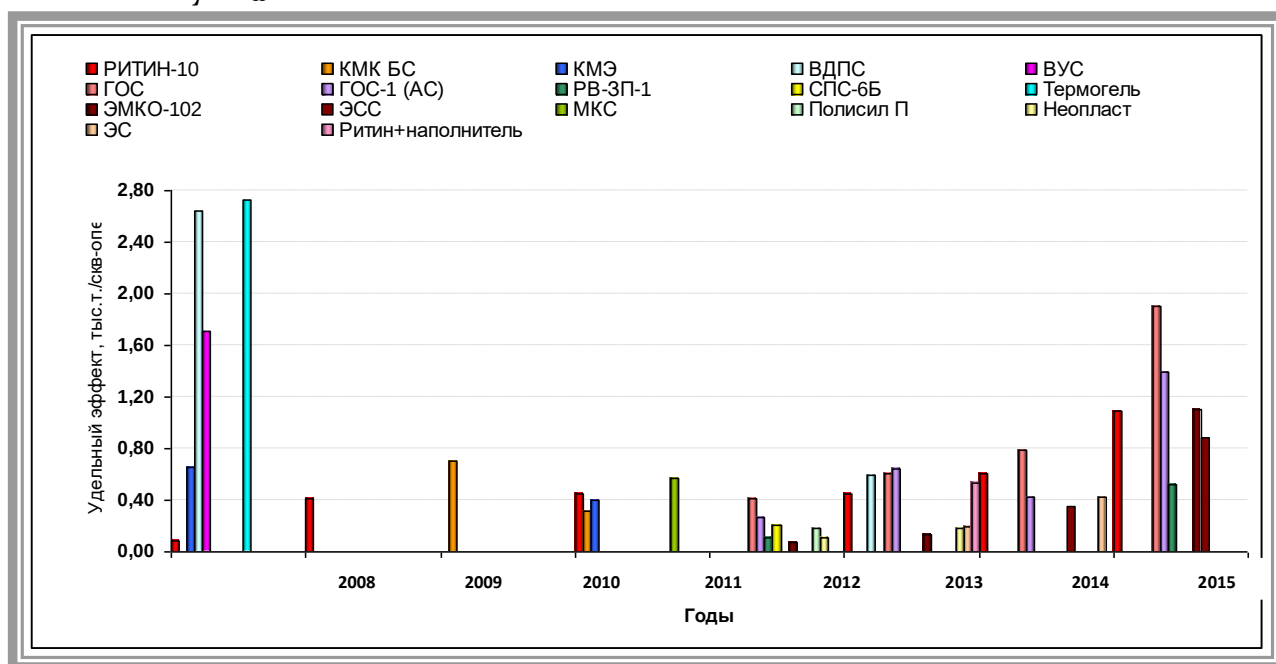


Рисунок 1.5 - Распределение удельного эффекта от технологий по годам Южно-Ягунского месторождения ТПП «КНГ» за период 2008-2015 гг.

Список использованной литературы

1. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения» .ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014г.
2. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО Лукойл Западная Сибирь», 2014 г.
3. Жданов С.А. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием ПДГТМ. Нефтяное хозяйство, №3, 1997 г. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2009г., 300 с.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – 2011г., 192 с.
5. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2011г.

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. На Приразломном месторождении основным объектом эксплуатации, содержащим 97 % пробуренного фонда, является объект БС4-5. В качестве интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи используются различные методы: бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

Ключевые слова: Приразломное месторождение, гидроразрыв пласта, нефтеотдача, нефть.

Annotation. At the Prirazlomnoye field, the main object of operation, containing 97% of the drilled Fund, is the BS4-5 object. Various methods are used to intensify oil production and increase oil recovery: drilling of side wells, horizontal wells, hydraulic fracturing, processing of the bottom-hole zone of the formation, completion and re-firing of wells, selection of equipment for optimal well performance (IDN).

Keywords: Prirazlomnoye field, hydraulic fracturing, oil recovery, oil.

Наибольший удельный эффект был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов по объекту БС4-5. Наиболее проводимым мероприятием является ГРП.

В последнее время, ГРП становится эффективным инструментом, позволяющим управлять работой пласта (в том числе изменять его фильтрационные характеристики) и реализовывать долгосрочные стратегические программы разработки.

С учетом многообразия геолого-геофизических и технологических условий разработки месторождения ПЗП в течении всего периода работы скважины подвергается различным физико-химическим, биологическим и другим изменениям, влияющим на гидропроводность призабойной зоны пласта.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит в процессе бурения, ремонта и эксплуатации скважин по следующим причинам:

1) несовершенная технология бурения, цементирования, вторичного вскрытия продуктивных пластов, когда под действием значительной репрессии в пласт попадает низкокачественный буровой раствор и его фильтрат, а также цемент;

2) глушение скважин некачественными растворами, технологическими жидкостями с содержанием мех примесей;

3) осаждение в зоне дренирования солей, ТВЧ, мех примесей и др.

Это приводит к самоотключению части нефтенасыщенных пропластков и консервации активных геологических запасов, что негативно сказывается на продуктивности скважин и конечной нефтеотдачи.

К настоящему времени использовано около половины извлекаемых мировых ресурсов нефти и газа, т.е. история этих источников энергии довольно короткая и составляет около 200 лет.

Около 60 % первоначального количества нефти, заключенной в недрах, относится к неизвлекаемой. Это "запечатанная" нефть, которая стечет в крупные пустоты и станет извлекаемой только за геологическое время. С помощью специальных методов (взрывание и дробление горных пород, прогревание недр паром под высоким давлением и др.) можно извлечь дополнительно до 10 % нефти, и довести количество извлекаемой нефти до 50 %. Но половина ее все равно остается в недрах.

Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %, например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии нефтеотдача пластов составляет 24-27%, в Иране 16-17%, в США, Канаде, Саудовской Аравии 33-37%, в странах СНГ и России – до 40% в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Еще в более широком диапазоне (30 – 90%) изменяются остаточные запасы нефти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования reinvestиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа. На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная

энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными. На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или газозатопленных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи.

Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Виды остаточных запасов нефти и ее свойства

В настоящее время не существует общепринятого представления о характере распределения остаточной нефти в заводненных пластах. Эта проблема чисто фундаментальная.

Однако остаточные запасы нефти в недренируемых пластах и неохваченных водой пропластках хорошо изучены. По данным экспертных оценок остаточные запасы нефти (100%) по видам количественно распределены следующим образом

- нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой – 27%;
- нефть в застойных зонах однородных пластов – 19%;
- нефть оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами – 24%;
- капиллярно-удержанная и пленочная нефть – 30%

Остаточная нефть, которая не охвачена процессом заводнения в следствии высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов и застойных зон, образуемых потоками жидкости в пластах, составляют 70% всех остаточных запасов, представляя основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Повысить нефтеотдачу пласта за счет этой части нефти можно в результате совершенствования существующих систем и технологий разработки и так называемых гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Остальная часть остается в обводненных коллекторах в следствии их микронеоднородности и может извлекается только в результате воздействия на нее различных физических и физико-химических процессов и явлений.

О составе остаточной нефти. Изменение свойств нефти в процессе разработки может происходить как в сторону утяжеления, так и в сторону облегчения добываемой нефти. Утяжеление нефти связано с уменьшением пластового давления в процессе разработки и потерей легких фракций нефти при дегозации, а также окислением нефти при взаимодействии с закачиваемой водой, за счет перемещения в глубь залежи утяжеленных нефтей из периферии приконтурных зон. Свойства нефти даже сильно изменяются в пределах небольших участков одного и того же продуктивного пласта. За 20 лет заводнения Туймазинского месторождения в девонские пласты вместе с водой закачено около 4700 тонн кислорода. Анализ вод из добывающих скважин показал, что кислород в нем отсутствует т.е. полностью расходуется на окисление нефти в процессе фильтрации воды по пласту.

Силы, удерживающие остаточную нефть, и возможности их преодолевания. Остаточные запасы нефти ввиду макронеоднородности пластов, обусловлены малой или нулевой скоростью фильтрации нефти в слабопроницаемых зонах, слоях, пропластках и линзах, причем, это в большей степени вызвано загрязнением, кольтатацией призабойных зон при бурении и нагнетании воды.

Главные силы, действующие в пласте, насыщенном двумя или более подвижными фазами – поверхностные, вязкостные, гравитационные и упругие силы.

Поверхностные или капиллярные силы создают на границе жидких фаз давление порядка 0,01 – 0,3 МПа. Величина поверхностных сил определяется смачиваемостью породы и микронеоднородностью пористой среды, размером пор и поровых каналов.

Вязкостные силы пропорционально вязкости нефти. В очень медленных процессах переформирования насыщенности пластов нефти и водой незначительно.

Гравитационные силы создают постоянно действующий градиент давления, численно равный разности плотностей нефти, газа и воды. Величина этого градиента может составлять 0,1 – 10 МПа/м. Его действие приводит к всплытию воды в нефти или газа в нефти.

Упругие силы пластов, проявляющиеся при снижении пластового давления, вызывают уменьшение трещин и, следовательно, способствуют остаточной нефтенасыщенности.

Способы повышения выработки запасов

В процессе эксплуатации дебит нефтяных и газовых скважин со временем падает, а поглотительная способность нагнетательных скважин уменьшается. Во многих вновь введённых в эксплуатацию скважинах дебит значительно ниже расчётного. Известно, что производительность скважины зависит от многих факторов, из которых основными являются проницаемость и пластовое давление. Естественная проницаемость коллекторов снижается при их вскрытии в процессе бурения вследствие закупорки пласта в его призабойной зоне твёрдыми частицами.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается вследствие закупорки пор, поровых каналов и трещин отложениями парафина и смол, а также глинистыми и твёрдыми частицами (например, кристаллами соли). В нагнетательных скважинах призабойная зона пласта загрязняется механическими примесями, имеющимися в воде (ил, глинистые частицы или окислы железа).

В качестве интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи используются различные методы: бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

Гидроразрыв пласта

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты с низкими коллекторскими свойствами, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

В настоящее время лидирующие позиции по количеству проводимых ГРП занимают США и Канада. За ними следует Россия, в которой применение технологии ГРП производят в основном на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Россия – практически единственная страна (не считая Аргентины) за пределами США и Канады, где ГРП является привычной практикой и воспринимается вполне адекватно. В других странах применение технологии гидроразрыва затруднено из-за местных предубеждений и недопонимания технологии. В некоторых странах действуют существенные ограничения по использованию технологии ГРП вплоть до прямого запрета на ее применение.

Характеризуемый как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается вдоль плоскости, расположенной перпендикулярно направлению минимальных напряжений, благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается,

возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости. Это приводит к расширению области пласта, дренируемой скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение ГРП преследует две главные цели:

- повышение продуктивности пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создание высокопроницаемого канала притока в поврежденной призабойной зоне.

В итоге, кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также, увеличивается конечная нефтеотдача за счет выработки слабо дренируемых зон и пропластков.

Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины путем закачки вязкой жидкости создаются высокие давления, превышающие в 1,5—2 раза пластовое давление, в результате чего пласт расслаивается и в нем образуются трещины.

Промысловая практика показывает, что производительность скважин после гидравлического разрыва увеличивается иногда в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединяются с существовавшими ранее, и приток жидкости к скважине происходит из удаленных изолированных от скважины до разрыва пласта высокопродуктивных зон.

О раскрытии естественных или образовании искусственных трещин в пласте судят по графикам изменения расхода Q и давления P при осуществлении процесса. Образование искусственных трещин на графике характеризуется падением давления при постоянном темпе закачки, а при раскрытии естественных трещин расход жидкости разрыва растет непропорционально росту давления.

Гидравлический разрыв пласта осуществляется для поддержания продуктивности скважин так, как показала практика проведение ГРП выгоднее, чем строительство новой скважины как с экономической стороны так и с точки зрения разработки. Но проведение гидравлического разрыва требует очень тщательного изучения термодинамических условий и состояния призабойной зоны скважины, состава пород и жидкостей.

Технология ГРП прошла большой путь – от единичных операций до самого мощного инструмента увеличения продуктивности скважин и управления разработкой пласта. В

настоящее время многие нефтяные месторождения своей разработкой обязаны методам гидроразрыва пласта.

Например в США, где технология ГРП применяется чрезвычайно широко, примерно 25-30% всех запасов стали промышленно доступными именно благодаря этой технологии. По оценкам экспертов, гидроразрыв способствовал увеличению извлекаемых запасов нефти в Северной Америке на 8 млрд. баррелей.

Наряду с образованием в пласте трещин с целью увеличения продуктивности скважин, гидроразрыв может использоваться также для преодоления загрязнения призабойной зоны пласта, как средство повышения эффективности операций при реализации вторичных методов добычи нефти, и для повышения приемистости скважин при захоронении солевых растворов и промышленных отходов в подземных пластах.

Список использованной литературы

1. Анализ разработки Приразломного месторождения, Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2013 г.
2. Дополнение к Технологической схеме разработки Приразломного месторождения». Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2008 г.
3. Дмитриевский А.Н. «Фундамент новых технологий нефтегазодобывающей промышленности», М.: «Вестник российской академии наук», том 67 №10, 2009.
4. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учеб. для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов.– 2-е изд., перераб. и испр. – Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2012. – 544 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 2012. – 270 с.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И НАСЫЩАЮЩИХ ФЛЮИДОВ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье проведен анализ геолого-физических характеристик продуктивных пластов и насыщающих флюидов на Приразломном месторождении.

Ключевые слова: Приразломное месторождение, скважина, Доюрский складчатый фундамент.

Annotation. This article analyzes the geological and physical characteristics of productive layers and saturating fluids at the Prirazlomnoye field.

Keywords: Prirazlomnoye field, well, pre-Jurassic folded Foundation.

В основу стратиграфического расчленения разреза положена «Региональная стратиграфическая схема мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины», утверждённая МСК 9 апреля 2004 г.

В геологическом строении изучаемых территории принимают участие породы доюрского основания и осадочного мезозойско-кайнозойского чехла. Разрез мезозойско-кайнозойских отложений на Приразломном месторождении представлен юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными осадками (рисунок 1.1).

Вскрытая толщина доюрского складчатого фундамента в скважине 184ППриразломного месторождения равна 107 м, из них верхние 40 м относятся к коре выветривания и представлены туфо-аргиллитами, подстилаемые кварцевыми порфирами и порфиритами, кровля которых служит региональным отражающим сейсмическим горизонтом «А». Возраст их определен как среднедевонский. По данным ТЗМПВ, т/п 102/76-78 и с/п 9/77-78 в изучаемом районе отложения промежуточного комплекса отсутствуют, появляясь лишь к северо-западу и северо-востоку на абсолютных отметках 3050-3555 м. Доюрский складчатый фундамент на Верхне-Шапшинском ЛУ вскрыт на глубине 3340 м разведочной скважиной 10. Разрезы доюрских образований в нижней части сложены кремнисто-глинистыми сланцами среднего палеозоя, в средней части — известняками девона и нижнего карбона, которые прорваны порфирами и гранит-порфирами. Вверху разрез образований толщиной до 45 м сложен дацитами темно-серыми с зеленоватым оттенком, миндалекаменными, возраст которых определен как поздний

палеозой. Рассмотренные породы представляют складчатый фундамент, разбитый разрывными нарушениями, породы трещиноватые.

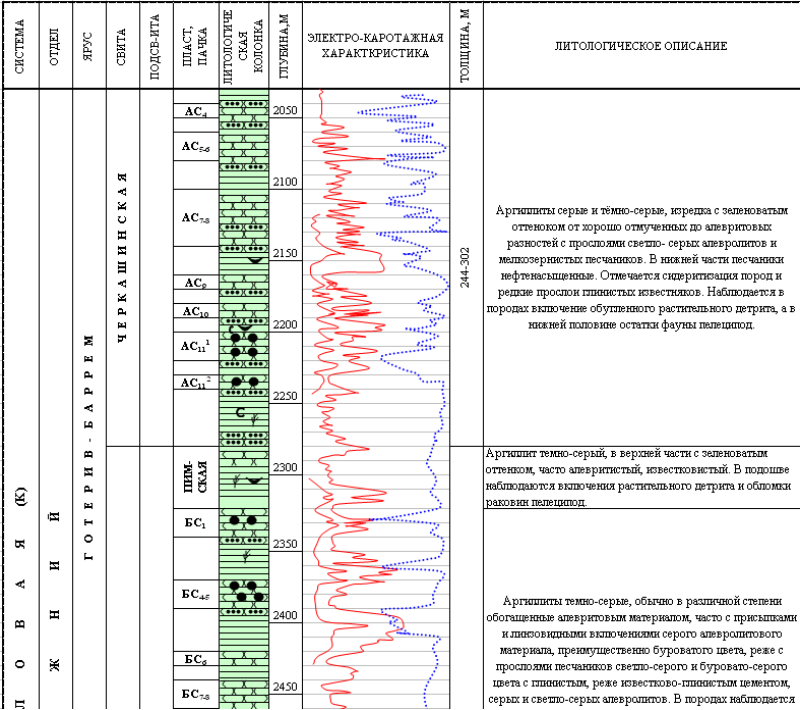


Рисунок 1.1 — Сводный стратиграфический разрез Приразломного месторождения С кровлей фундамента отождествляется сейсмический отражающий горизонт «А».

Доюрский складчатый фундамент, совместно с КВ, перекрыт породами осадочного чехла, залегающими с угловым и стратиграфическим несогласием. Разрез чехла представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

По материалам скважин и площадной сейсморазведки МОГТ рассматриваемой площади юрские отложения представлены всеми тремя отделами.

На Приразломном месторождении ниже-среднеюрские отложения выделяются, как тюменская свита. Сложена эта свита в подошве пачкой почти черных аргиллитов плотных с обильным углистым детритом. В аргиллитах определен спорово-пыльцевой комплекс верхнего лейаса. Выше залегает мощная толща чередующихся пластов и прослоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые и светло-серые, мелкозернистые, преимущественно полимиктовые с небольшим содержанием обломков пород, реже аркозовых. Аргиллиты темно-серые и серые, алевролитистые, иногда углистые, содержат прослойки угля и глинистого сидерита толщиной в несколько сантиметров. Для пород толщи характерно присутствие углистого детрита и микроскопических стяжений глинистого сидерита. В образцах пород свиты определены споро-пыльцевые комплексы, характерные для батского, байосского и ааленского ярусов. Общая толщина тюменской свиты в данном районе изменяется от 241 до 388 м. В кровельной части верхней подсвиты

выделяется продуктивный пласт ЮС2. (в разрезах ряда близлежащих площадей в верхней части песчано-алевролитовые прослои нефтенасыщены и индексируются как пласт Ю2).

Нижняя юра Верхне-Шапшинского ЛУ складывается отложениями плинс-бахского и тоарского ярусов.

Первый из них представлен осадками ягельной свиты в виде зеленовато-серых, прослоями коричневатого-серых аргиллитов с прослоями алевролитов, которые развиты в наиболее погруженных зонах рассматриваемой территории. Толщина отложений достигает 50 м.

Тоарский ярус складывается отложениями горелой свиты, которая литологически подразделяется на две подсвиты — нижнюю и верхнюю. Нижняя из них представлена переслаиванием гравелитов, песчаников и алевролитов с прослоями коричневатого-чёрных аргиллитов, образующих пласт ЮС11. В кровле вскрыты глины тогурской пачки тёмно-серые с коричневатым оттенком с подчиненными прослоями песчано-алевролитовых пород. Верхняя подсвита складывается песчаниками, переслаивающимися с гравелитами и аргиллитами, входящими в состав пласта ЮС10. В кровельной её части залегают чёрные аргиллиты роадомской пачки с отдельными прослоями алевролитов и песчаников. К подошве этой пачки (или кровле пласта ЮС10) приурочен сейсмический отражающий горизонт «ТЮС10». Общая толщина свиты достигает 140 м.

Средняя юра Верхне-Шапшинского ЛУ представлена отложениями тюменской свиты общей толщиной 250–310 м. По литологическим особенностям разрез свиты подразделяется на три подсвиты — нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита, входящая в состав ааленского яруса, представлена переслаиванием песчаников, пачек глин и алевролитов с пропластками углей (1–6 м). В её разрезе выделяются пласты ЮС7, ЮС8 и ЮС9 каждый толщиной от 10 до 20 м. Общая толщина подсвиты составляет 80–100 м.

Средняя подсвита, условно относящаяся к трудно разделимым байосскому, батскому и келловейскому ярусам, складывается в основном аргиллитами с прослоями алевролитов, реже углей и песчаников, с которыми связаны пласты ЮС5 и ЮС6 толщиной по 12–15 м при общей толщине подсвиты 70–90 м.

Верхняя подсвита, входящая в состав выше отмеченного трудно разделимого стратиграфического комплекса, представлена ритмично чередующимися пластами песчаников, алевролитов и глин. В её разрезе выделяются пласты ЮС2, ЮС3 и ЮС4 толщиной по 15–20 м. Общая толщина подсвиты изменяется от 100 до 120 м.

С кровлей свиты отождествляется сейсмическая отражающая поверхность «Т».

Верхнеюрские отложения рассматриваемой площади представлены абалакской и баженовской свитами.

Абалакская свита трансгрессивно залегает на ниже залегающих отложениях. Сложена она серыми глубоководными и зеленовато-серыми аргиллитами с глауконитом и конкрециями сидерита и кальцита. На Приразломном месторождении в разрезе свиты встречены прослои алевритистых песчаников серых и светло-серых, образующих пласт ЮС1. В отложениях обнаружены останки фораменифер, характерные для кимериджского и келловейского ярусов. Толщина свиты колеблется в пределах 17-32 м.

Баженовская свита включает отложения верхней части верхнего отдела юрской системы. Представлена баженовская свита аргиллитами тёмно-серыми, почти чёрными, с коричневатым оттенком от тонкослоистых до листоватых. Встречаются прослои массивных, битуминозных, слюдистых песчаников. Реже встречаются прослои-линзы алевритистых битуминозных аргиллитов и органогенно-глинистых карбонатных пород. По облику образований для свиты отмечается следующая особенность: в верхней её части встречаются буроцветные породы, в средней — чёрные и в нижней — карбонатные или кремнезёмные породы. По вещественному составу породы баженовской свиты Салымского района заметно отличаются от аналогичных образований подстилающих и перекрывающих горизонтов повышенным содержанием органического вещества (в среднем 5-10 %), аутигенного кремнезема (40-80 %) и пирита. Содержание пирита в 10-15 раз больше, чем во вмещающих породах. Так же характерно обилие включений растительного детрита, фауны аммонитов, пелеципод, фораминифер и радиолярий. Трещиноватые разности пород свиты индексируются как пласт ЮС0. Свита охарактеризована ихтиофауной и фауной, свойственной волжскому ярусу. Общая толщина свиты изменяется от 32 до 46 м. Глины свиты являются регионально выдержанным сейсмическим репером, известным как отражающий сейсмический горизонт «Б».

Ханты-Мансийская свита венчает разрез нижнемеловых отложений и расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита охарактеризована толщей глин аргиллитоподобных плотных, темно-серых, алевритистых, с прослоями мелкозернистых алевролитов светло-серых и серых. В породах подсвиты присутствуют обуглившиеся растительные остатки и определены фораминиферы, спорово-пыльцевые комплексы, датирующие их возраст как апт-альбский. Верхняя подсвита сложена преимущественно чередующимися прослоями песчаников и алевролитов серых и светло-серых, мелкозернистых, глинистых, слюдистых с пропластками аргиллитоподобных плотных глин темно-серых, с обильным содержанием углистого детрита. Осадки подсвиты

охарактеризованы комплексами фораминифер, спор и пыльцы, указывающие на апт-альбский их возраст. Общая толщина Ханты-мансийской свиты варьирует от 262 до 300 м.

Верхний отдел отложений мела сложен континентальными образованиями уватской и отложениями морского облика кузнецовской, берёзовской и ганькинской свит.

Уватская свита сложена толщей переслаивающихся песков, алевролитов, песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты серые и светло-серые, слабосцементированные, с глинистым, реже карбонатным, цементом. По составу песчано-алевролитовые разности полевошпатово-кварцевые. Глины аргиллитоподобные зеленовато-серые и темно-серые в верхней части разреза свиты. Глины от тонкоотмученных до алевролитистых. В породах свиты обнаружены единичные экземпляры фораминифер, которые наряду со спорово-пыльцевыми комплексами указывают на сеноманский возраст отложений. Общая толщина свиты изменяется от 266 до 303 м.

Кузнецовская свита представлена пачкой плотных глин темно-серых, прослоями алевролитистых, содержащих остатки чешуи рыб, фораминифер, углефицированные растительные остатки, отпечатки ходов червей. Толщина свиты составляет 44-54 м. По возрасту свита относится к туронскому ярусу.

Берёзовская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, опоковидными, алевролитистыми, с включениями глауконита и с редкими прослоями песчанистых алевролитов с глинисто-опоковым цементом. В породах подсвиты обнаружены включения обуглившихся растительных остатков, чешуи рыб, фораминиферы, радиолярии, указывающие на коньяк-сантонский возраст. Толщина подсвиты составляет от 69 до 86 м. Верхняя подсвита представлена глинами серыми и темно-серыми, изредка с зеленоватым оттенком, иногда опоковидные, алевролитистые, неясно- и тонкослоистые, пиритизированные, с включениями зерен глауконита. Некоторые прослои глин известковистые. Породы подсвиты содержат включения растительных остатков, комплексов фораминифер, радиолярий, чешуек рыб, отпечатки ходов червей. Комплексы фораминифер и радиолярий относятся к кампанскому возрасту. Толщина подсвиты варьирует в пределах от 73 до 106 м. Толщина Берёзовской свиты закономерно увеличивается с юго-востока на северо-запад от 145 до 191 м.

Ганькинская свита венчает разрез верхнемеловых отложений и сложена толщей глин желтовато- и зеленовато-серых, иногда с буроватыми оттенками, неясно- и тонкослоистых, пиритизированных, местами сидеритистых, прослоями известковистых и с включениями зерен глауконита. В отложениях свиты присутствуют различной степени растительные остатки и комплексы фораминифер, типичные маастрихтского и датского ярусов. Толщина свиты от 53 до 75 м.

Палеогеновая система

В составе палеогеновой системы района работ выделяются морские осадки талицкой, люлинворской, тавдинской свит, а также континентальные образования атлымской, новомихайловской и туртасской свит.

Палеоценовый отдел представлен талицкой свитой. Талицкая свита охарактеризована толщей глин серых и темно-серых, иногда с буроватым и зеленоватым оттенком, неясно слоистых, алевритистых, с присутствием зерен глауконита, с тонкими линзовидными прослоями глинистого алевролита, а в верхней части и тонких прослоев сидерита буровато-коричневого. В породах свиты выявлены включения мелких пиритизированных растительных остатков и реже чешуек рыб, комплексы фораминифер. Изучение спорово-пыльцевого комплекса и определение фораминифер позволили идентифицировать осадки талицкой свиты с палеоценом. Толщина свиты изменяется от 122 до 157 м.

Отложения эоценового отдела имеют широкое распространение и выделяются в составе люлинворской свиты. Свита представлена мощной толщей глин от зеленовато-серых до желтовато-зеленовато-серых, иногда с ржаво-бурыми пятнами, алевритистых, участками алевритовых, с включениями зерен глауконита, не янослоистые. В нижней части разреза свиты глины опоковидные, не янослоистые, с прослоями алевролитов светло-серых, глинистых, массивной и плитчатой отдельностью. В средней части разреза свиты присутствуют прослои диатомовых глин, которые вверх по разрезу переходят в диатомиты глинистые. В породах свиты выявлены и исследованы комплексы фораминифер, радиолярий, спорово-пыльцевые комплексы, указывающие на их эоценовый возраст. Общая толщина свиты от 211 до 259 м.

Осадки тавдинской свиты включают отложения эоценового и нижней части олигоценового возраста. Тавдинская свита также сложена толщей светло-зеленых и голубовато-зеленых, алевритистых, неясно-слоистых, с линзовидными прослойками алеврита кварцевого, с включениями бурового глинистого сидерита, со следами ожелезнения. В глинах встречаются редкие чешуйки рыб, обугленные растительные остатки. Определены комплексы фораминифер и спорово-пыльцевые комплексы, относящиеся к эоценовому и олигоценовому возрастам. Толщина тавдинской свиты 160-180 м.

Атлымская свита представляет собой пачку песков и алевритов светло-серых, мелкозернистых, кварцевых с тонкими прослоями бурых углей и глин серых и темно-серых, с отпечатками растений. Спорово-пыльцевые комплексы характерны для олигоценового

возраста. Пески и алевроиты насыщены пресной водой и служат главным источником для питьевого водоснабжения. Толщина свиты 50-60 м.

Список использованной литературы

1. Анализ разработки Приразломного месторождения, Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2013 г.
2. Дополнение к Технологической схеме разработки Приразломного месторождения». Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2008 г.
3. Дмитриевский А.Н. «Фундамент новых технологий нефтегазодобывающей промышленности», М.: «Вестник российской академии наук», том 67 №10, 2009.
4. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учеб. для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов.– 2-е изд., перераб. и испр. – Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2012. – 544 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 2012. – 270 с.

УДК 622

Мамедов Д.О.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. В данной статье проведен анализ эффективности применяемых методов повышения выработки запасов Приразломного месторождения.

Ключевые слова: Приразломное месторождение, нефтеотдача, гидроразрыв пласта.

Annotation. This article analyzes the effectiveness of the methods used to increase the production of reserves of the Prirazlomnoye field.

Keywords: Prirazlomnoye field, oil recovery, hydraulic fracturing.

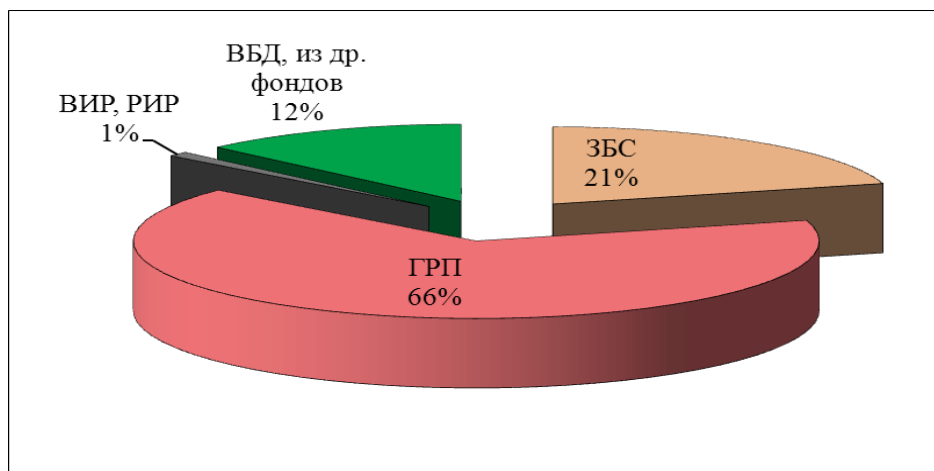
На Приразломном месторождении основным объектом эксплуатации, содержащим 97 % пробуренного фонда, является объект БС4-5. В качестве интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи используются различные методы: бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

Количество проведенных ГТМ, а также полученная дополнительная добыча нефти по скважинам Приразломного месторождения приведены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 — Эффективность проведения ГТМ за период 2011-2015 гг.

Вид ГТМ	Кол-во ГТМ	Доп. добыча, тыс.т	Удельная доп. добыча, тыс. т/скв.
ГРП	203	578,8	2,9
ВИР, РИР	3	1,0	0,3
ВБД, из других фондов	42	275,0	6,5
ЗБС	64	4557,1	71,2
ИТОГО	312	5411,9	17,3

Наибольший удельный эффект был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов по объекту БС4-5. Наиболее проводимым мероприятием является ГРП.



На рисунке 1.2 показаны геолого-технические мероприятия, проведенные на объекте БС4-5 Приразломного месторождения за 2011-2015 гг.

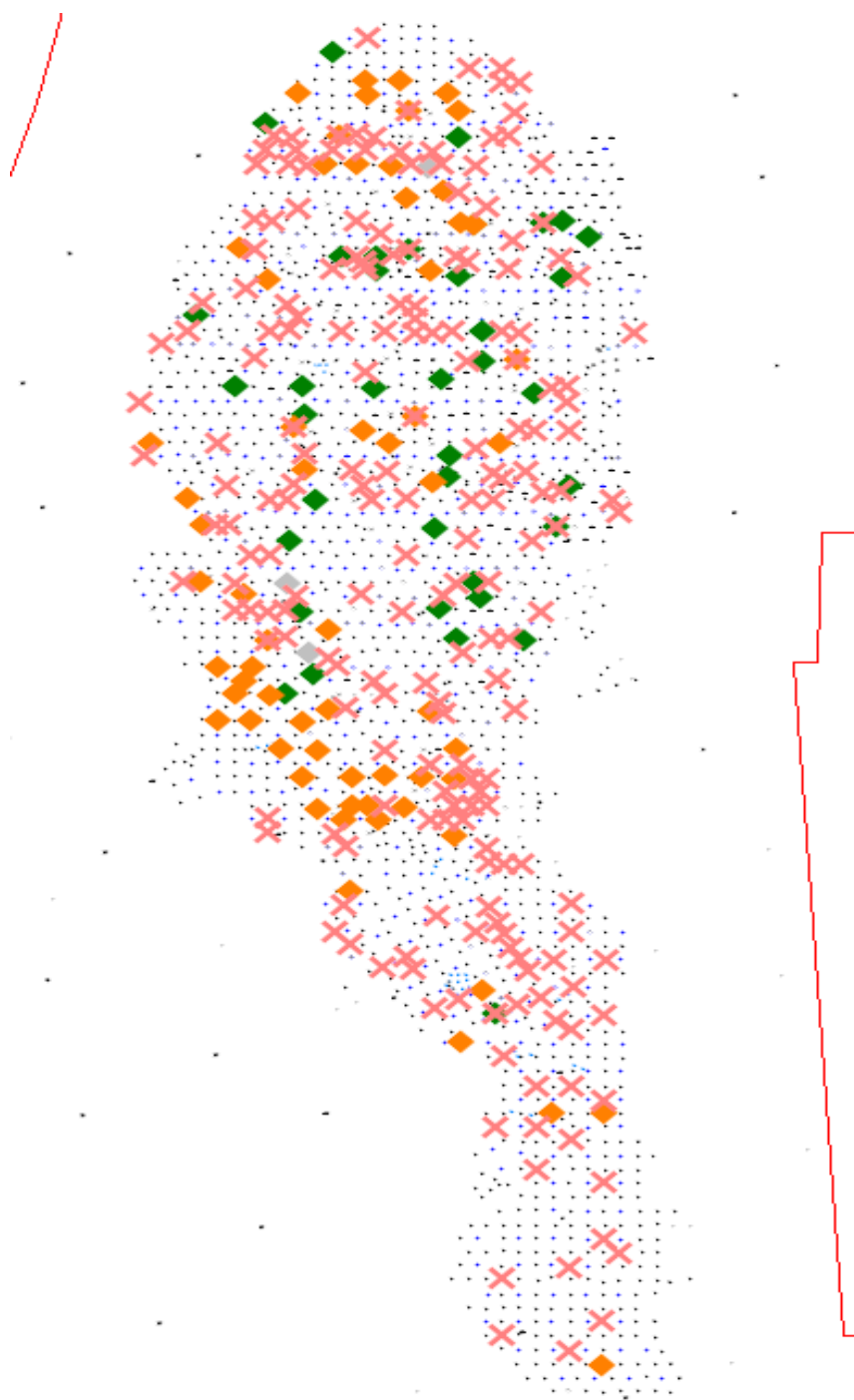


Рисунок 1.2 — Схема расположения проведенных ГТМ

Одним из перспективных и, нередко, весьма эффективных способов интенсификации добычи на месторождениях, находящихся на любой стадии разработки, является бурение горизонтальных скважин.

В южной части Приразломного месторождения согласно групповому рабочему «Проекту № 447 на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин с использованием импортного оборудования» пробурено семь горизонтальных скважин (ГС): 6816Г, 6817Г, 6831Г, 6832Г, 6853Г.

Основные технологические показатели работы ГС приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 — Основные технологические показатели работы горизонтальных скважин

Скв.	Дата ввода	Начальные параметры			Состояние на 01.01.2016 г.					Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Состояние	Способ эксплуатации		
6816Г	10.00г.	8	8,1	0,8	8,6	71,6	88,0	работает	ЭЦН	37,9	122,0
6817Г	06.00г.	6,6	6,7	1,3	-	-	-	в безд.	-	8,9	23,8
6831Г	10.00г.	6,4	6,6	1,7	28,5	34,2	16,8	работает	ЭЦН	92,9	115,9
6832Г	09.00г.	14,6	14,9	1,7	34,7	52,0	33,2	работает	ЭЦН	133,8	162,6
6853Г	10.00г.	7,2	7,3	1,3	19,9	23,4	14,8	накопл.	ЭЦН	38,1	60,5
Среднее значение:		9	9,2	1,4	19,3	58,0	49,7	-	-	332,9	624,9

Начальные дебиты ГС оказались в несколько раз ниже предполагаемых — от 6 до 15 т/сут (рисунок 1.3). Основной причиной низких и нестабильных дебитов данных горизонтальных скважин является чрезвычайно высокая расчлененность участка и низкая проницаемость самого коллектора, что не было учтено по причине малоразвитых технологий бурения того времени.

Необходимо отметить, что технологическая эффективность ГС на пласте БС4-5 Приразломного месторождения не сопоставима с ННС с применением ГРП (рисунок 4.4). Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину составляет 101,8 тыс. т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам — 55,5 тыс. т (от 8,9 до 133,8 тыс. т).

В целях повышения продуктивности горизонтальных скважин в разное время на них проводились операции по гидроразрыву пласта. Информация о проведенных ГРП сведена в таблицу 1.3.

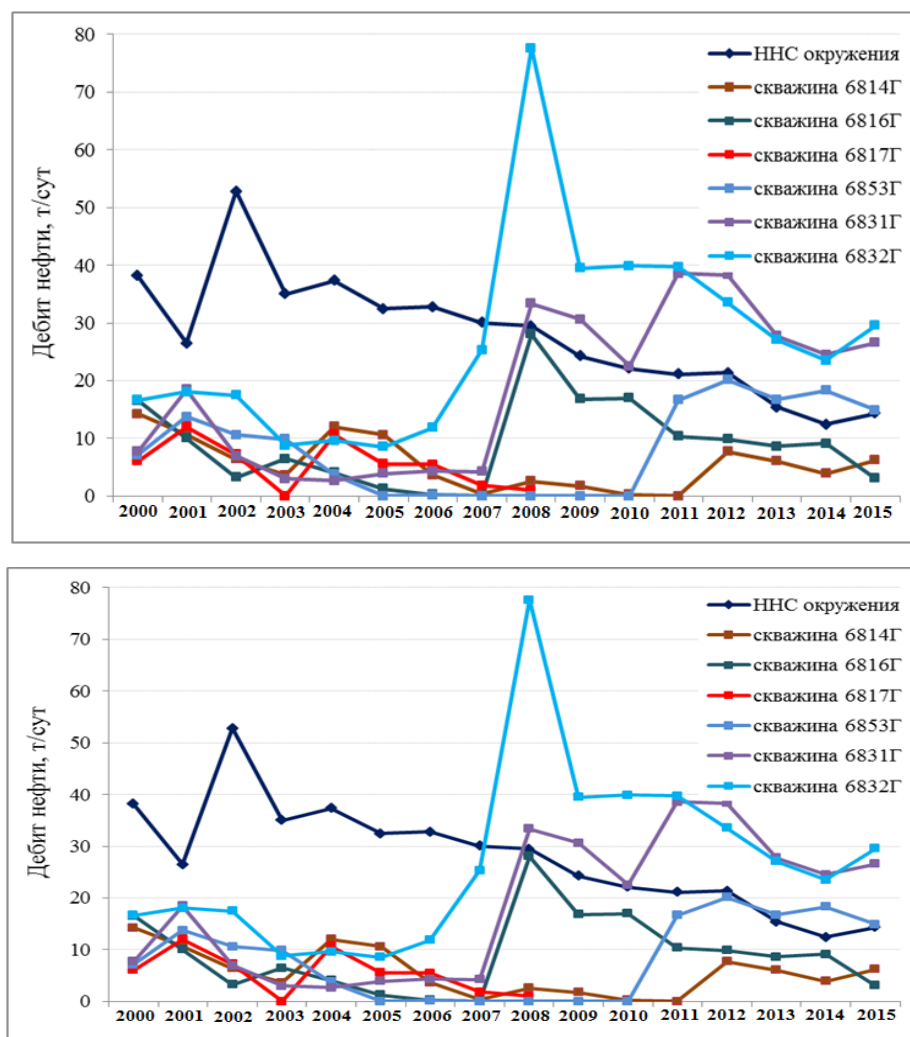


Рисунок 1.4 — Сопоставление показателей работы наклонно-направленных и горизонтальных скважин

По всем скважинам результаты проведения ГРП положительны — получены приросты дебитов в интервале 6-73 т/сут нефти, обводненность по большинству скважин уменьшилась.

Список использованной литературы

1. Анализ разработки Приразломного месторождения, Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2013 г.
2. Дополнение к Технологической схеме разработки Приразломного месторождения». Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2008 г.
3. Дмитриевский А.Н. «Фундамент новых технологий нефтегазодобывающей промышленности», М.: «Вестник российской академии наук», том 67 №10, 2009.
4. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учеб. для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов.— 2-е изд., перераб. и испр. — Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2012. — 544 с.

5. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 2012. – 270 с.

УДК 622

Мамедов Д.О.

гр. РМмз-18-1, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. На Приразломном месторождении основным объектом эксплуатации, содержащим 97 % пробуренного фонда, является объект БС4-5. В качестве интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи используются различные методы: бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

Ключевые слова: ГПР, Приразломном месторождении, гидроразрыв пласта.

Annotation. At the Prirazlomnoye field, the main object of operation, containing 97% of the drilled Fund, is the BS4-5 object. Various methods are used to intensify oil production and increase oil recovery: drilling of side wells, horizontal wells, hydraulic fracturing, processing of the bottom-hole zone of the formation, completion and re-firing of wells, selection of equipment for optimal well performance (IDN).

Key words: GPR, Prirazlomnoye field, hydraulic fracturing.

Наибольший удельный эффект был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов по объекту БС4-5. Наиболее проводимым мероприятием является ГРП.

В последнее время, ГРП становится эффективным инструментом, позволяющим управлять работой пласта (в том числе изменять его фильтрационные характеристики) и реализовывать долгосрочные стратегические программы разработки.

Пласт БС4-5 характеризуется низкой проницаемостью (среднее значение 4,6 мД), высокой степенью расчлененности (10,2) и отсутствием активных пластовых вод. Данные условия являются благоприятными для использования технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). В настоящее время ГРП является основным и наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи, применяемым на месторождении.

Технология ГРП для пласта БС4-5 применялась начиная с 1992 г. Всего проведено 2348 операций ГРП, 93 % процентов из которых — в полном объеме. Динамика проведения ГРП приведена на рисунке 1.1.

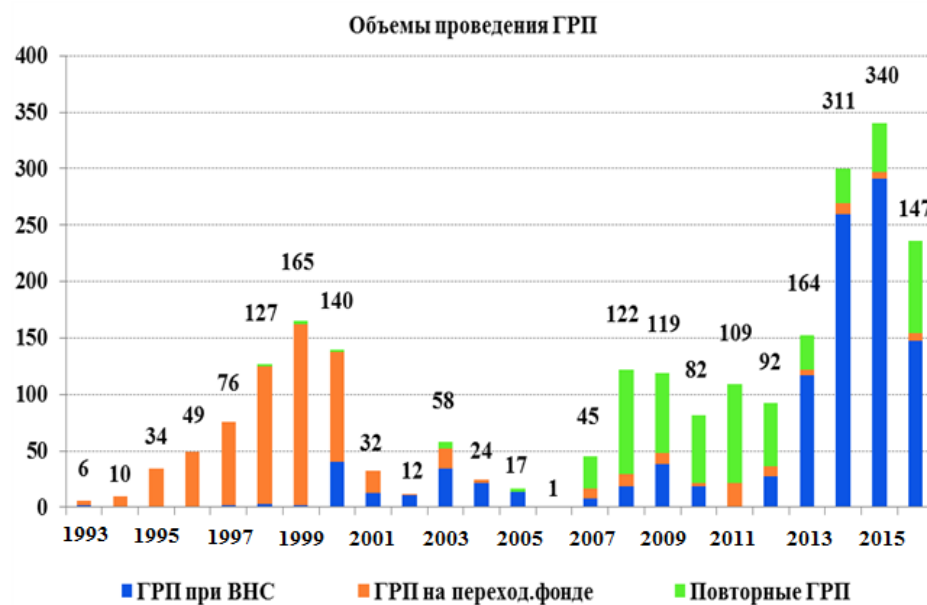


Рисунок 1.1 — Динамика применения ГРП на Приразломном месторождении

На месторождении выделяются три вида ГРП по повторности и видам скважин:

1. ГРП на переходящем фонде (в период 1992 - 1999 гг.). В данный период скважины вводились в эксплуатацию без ГРП, далее по мере внедрения технологии ГРП проводилась стимуляция скважин.
2. ГРП при ВНС (с 1999 г.). Начиная с 1999 г. ГРП применяется в качестве способа закачивания при вводе новых скважин.
3. Повторные ГРП (с 2006 г.). Начиная с 2006 г. наблюдается тенденция к проведению повторных операций ГРП с увеличенной массой проппанта для подключения дополнительных пропластков, не вовлеченных в разработку при предыдущих ГРП.

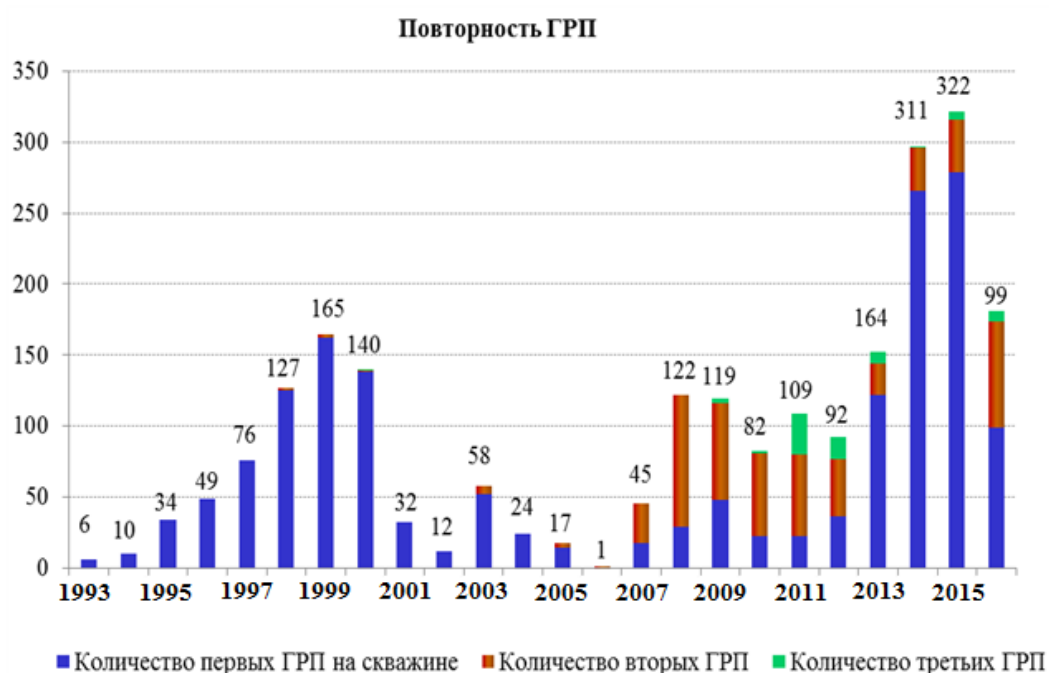


Рисунок 1.2 — Повторность применения ГРП для пласта БС4-5

На рисунке 1.2 приведена динамика повторности ГРП для Приразломного месторождения. Если до 2006 г. большинство операций составляли первичные ГРП, то с 2006 года увеличивается количество вторичных операций, а с 2008 г. — также третичных ГРП (третья операция на скважине) в связи с практически полным охватом фонда добывающих скважин гидроразрывом пласта.

Согласно рисунку 4.13, выделяются три этапа применения ГРП по средней массе проппанта на операцию. В период 1992-1999 гг. в связи с неразвитостью технологии ГРП использовался для снятия положительного скин-фактора на скважинах, снизивших дебит в процессе эксплуатации.

В период 1999-2006 гг. произошло увеличение средней массы проппанта до 35 т.; начиная с 2006 г. производились крупнотоннажные ГРП с закачкой проппанта 50-200 т. на одну операцию.

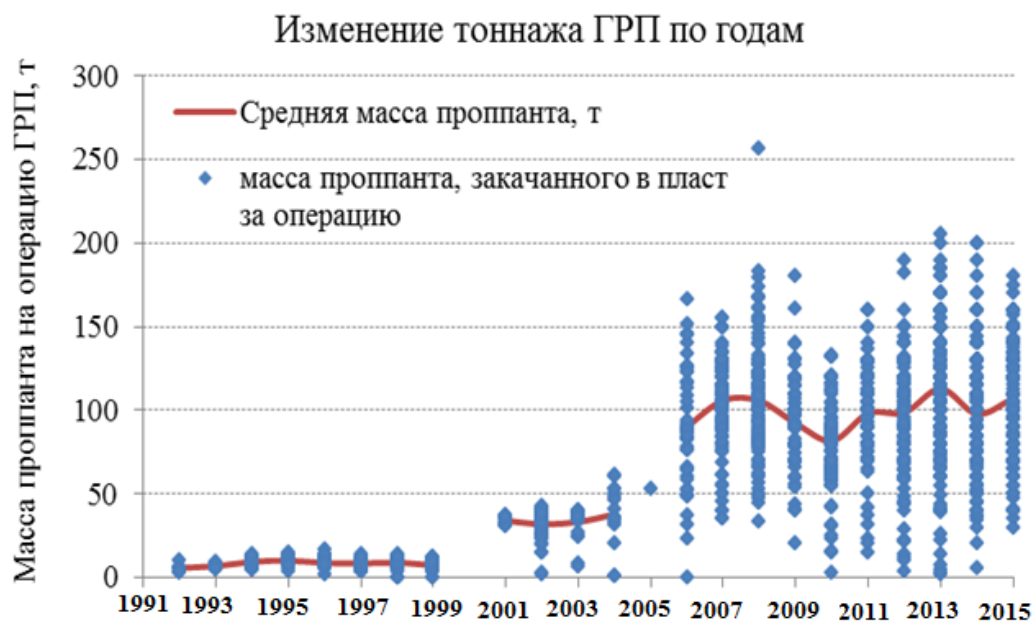


Рисунок 1.3 — Изменение тоннажа ГРП по годам

На рисунках 1.4 - 1.5 показана динамика основных технологических показателей ГРП (при ВНС и повторных операциях).

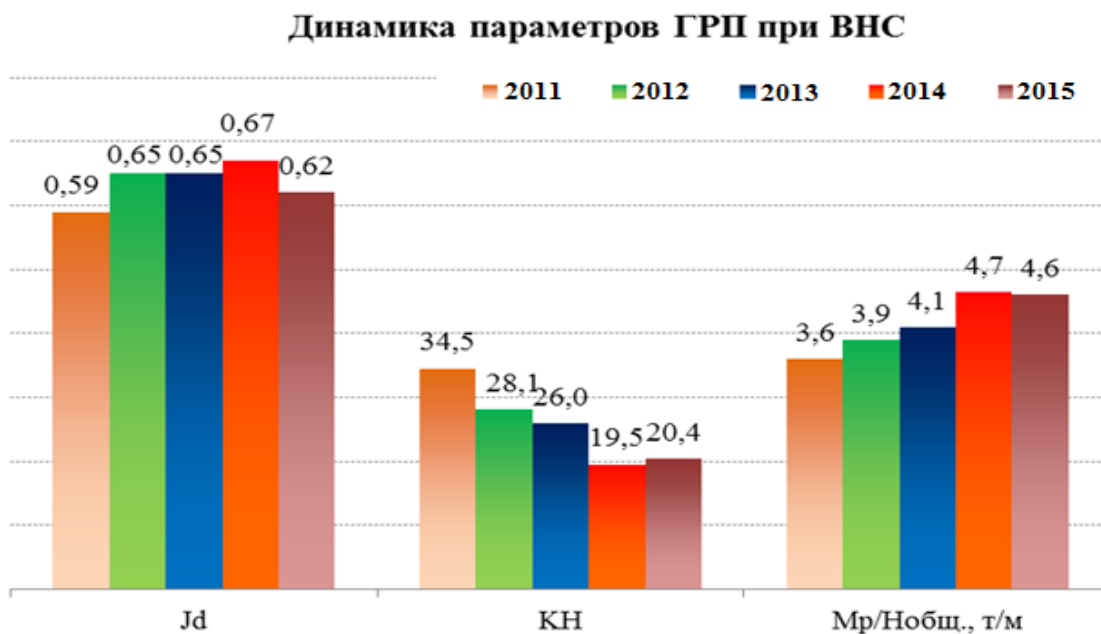


Рисунок 1.4 — Динамика основных технологических показателей ГРП при ВНС

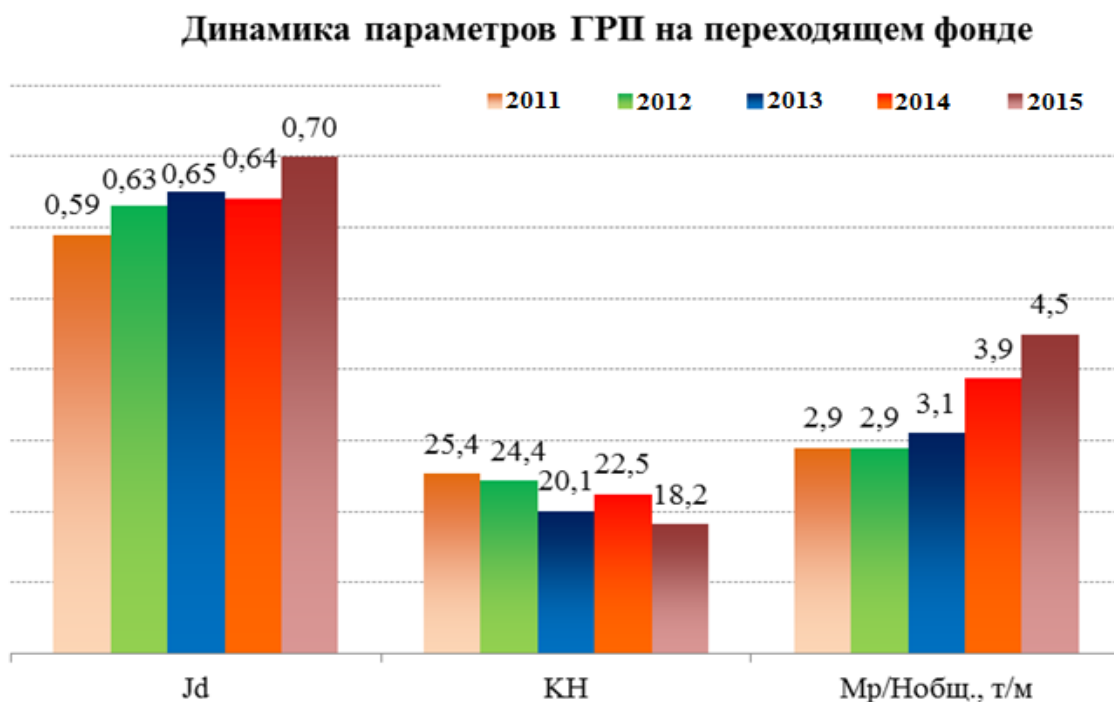


Рисунок 1.5 — Динамика основных технологических показателей ГРП на переходящем фонде

Согласно приведенным графикам, за период 2011–2015 гг. произошло повышение средних показателей безразмерной продуктивности скважин Jd с 0,59 до 0,62 доли ед. для ГРП на новых скважинах и повышение Jd с 0,59 до 0,70 доли ед. для ГРП на переходящем фонде. Основной причиной повышения эффективности ГРП является увеличение средней массы пропанта на единицу общей мощности пласта. При этом наблюдается снижение

средней величины проводимости пласта КН, что свидетельствует о снижении качества кандидатов ГРП.

В последнее время ГРП стало основным способом заканчивания скважин. Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП (2011 – 2015 гг.) составила 10,7 % от общей дополнительной добычи.

За счет ввода скважин из бездействия за период 2011-2015 гг. было получено 268,5 тыс.т нефти, что составляет 5,0 % от общей дополнительной добычи.

Наименьший технологический эффект был достигнут при проведении РИР — 1,0 тыс. т (0,02 %) дополнительной добычи нефти за период 2011-2015 гг.

Также на месторождении имеется опыт бурения горизонтальных скважин.

Недропользователь ведет активную работу с фондом, пытается повысить эффективность работы скважин; при подборе ГТМ учитывается опыт проведенных ранее мероприятий.

Проведенный анализ позволит наиболее эффективно рекомендовать ГТМ для дальнейшего применения с целью достижения утвержденного КИН.

Список использованной литературы

1. Анализ разработки Приразломного месторождения, Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2013 г.
2. Дополнение к Технологической схеме разработки Приразломного месторождения». Отчет о НИР. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа – 2008 г.
3. Дмитриевский А.Н. «Фундамент новых технологий нефтегазодобывающей промышленности», М.: «Вестник российской академии наук», том 67 №10, 2009.
4. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учеб. для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов.— 2-е изд., перераб. и испр. — Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2012. — 544 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. — М.: Недра, 2012. — 270 с.

ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Применение технологии зарезки боковых стволов это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Технология способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на строительство. Дополнительный эффект можно получить от совмещения ЗБС с другими технологиями (ГРП, перфорационные методы, применение потокоотклоняющих технологий и т.д.).

Ключевые слова: Ватъеганское месторождение, нефтеотдача, добыча нефти.

Annotation. The use of sidetracking technology is an effective technology that allows you to increase oil production in old fields and the coefficient of oil recovery from reservoirs, to return to operation oil wells that could have been returned to the existing Fund by other methods. The technology helps to increase oil recovery and actually replaces well compaction. Appropriate technologies help to preserve the well and save construction costs. An additional effect can be obtained from combining ZBS with other technologies (hydraulic fracturing, perforation methods, application of flow-deflecting technologies, etc.).

Keywords: Vatyegan field, oil recovery, oil production.

Ватъеганское месторождение было сдано в эксплуатацию в 1983 году в развитие четыре основных объекта АВ 1-3, АВ8, БВ1-2, ЮВ1 и пять объектов второго этапа развития: АВ 6-7, АВ0, АВ 4-5 и БВ10 + А. Сравнение конструкции и фактической производительности разработки месторождения осуществляется во время последнего проектного документа (с 2003). В течение анализируемого периода, на основе развития области:

- 2003-2010 гг. - Разработка проекта Ватъеганского месторождения (СК "ПетроАльянс", 2002);

- с 2011 г. - разработка проекта Ватъеганского месторождения (СК "ПетроАльянс", 2002) и контролем развития проекта (СК "ПетроАльянс", 2011 г.).

В 2003-2010 гг. в соответствии с фактическими расходами нефтяных скважин и проектная стоимость обошлась немного меньше, чем было запланировано. Текущий производственный фонд нефтяных месторождений соответствует проекту. Добыча нефти с 2009 года больше, чем прогнозируется за счет более высоких темпов производства существующих скважин. Обводненность достигла 80,8%, при 77,7% по проекту.

Таким образом, основные показатели развития Ватъеганского месторождения в 2003-2010 гг. соответствуют или близки к проектным показателям. Исключениями являются внедрение новых скважин и новых объемов бурения.

В 2010 году вместо прогнозируемых 244,4 тыс. т., было пробурены только 36,7 тыс. т., что составляет 6% от прогнозируемого уровня. Было введено в эксплуатацию 14 новых скважин вместо 115 по проекту. В конце года эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 2,39 тыс. т, что на 192 единиц ниже, чем ожидалось по проекту (2582 единиц).

Для уточнения программы работы, разработку показателей и производственных возможностей в области в 2011 году СК «ПетроАльянс», сформирован документ «Надзор развития проекта» (протокол ЦКР №3890 от 12.12.2011.).

В 2011 году фактическая добыча нефти области достигла 8344,0 тыс. тонн, что соответствует уровню проекта (8326,6 тыс.т.). Добыча жидкости соответствует проекту (проект - 45913,8 тыс.тонн, факт -45804,0 тыс.тонн). Обводненность эксплуатационного фонда достиг 81,8% при проектном показателе - 81,9%.

Некоторые отставания в конце проекта, в 2011 году, отмечается в соответствии с действующим фондами добывающих скважин (2108 единиц), с расчетного значением 2339 единиц (разница 9,9%). Дебит жидкости текущего фонда добывающих скважин достигало 60,4 т / сутки против 56,8 4 т / сутки. Разница с проектом на 6,3%. Дебит нефти выше, чем в проекте на 6,8% в (10,34 т / сутки - проект, 11,04 т / сутки - факт).

Величина текущего запаса нагнетательных скважин в 2011 году составил 667 единиц. Текущая закачка воды 44,47 млн. м³, которая соответствует уровню проекта (44, 807 млн. м³). Средние значения нагнетательных скважин несколько ниже проектных (проект. - 192,1 м³ / сут, факт -. 188,6 м³ / сут). Можно отметить, что выполняются проект в соответствии с документацией.

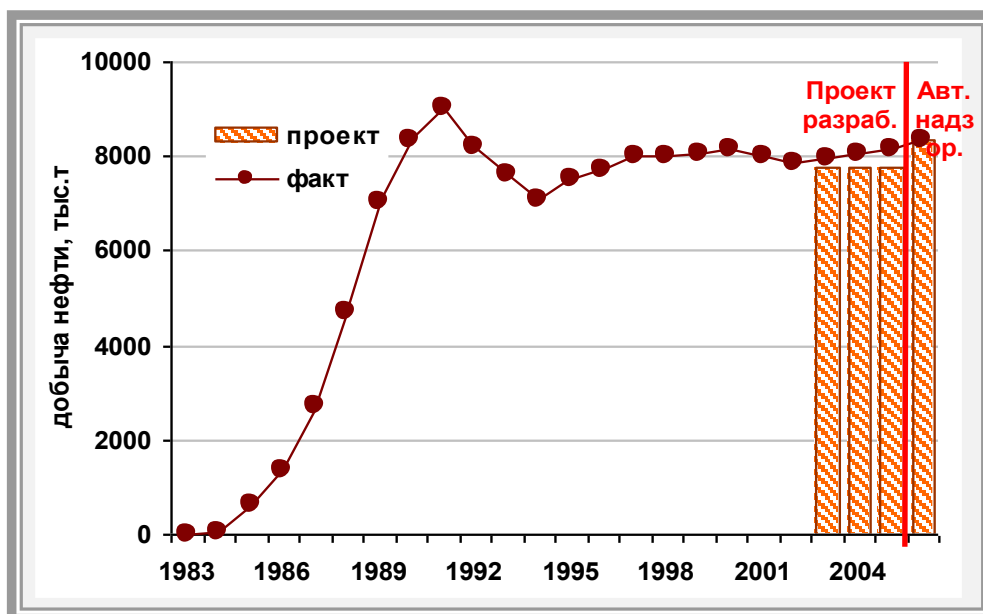


Рисунок 1.1- Сравнение проектной и фактической добычи нефти

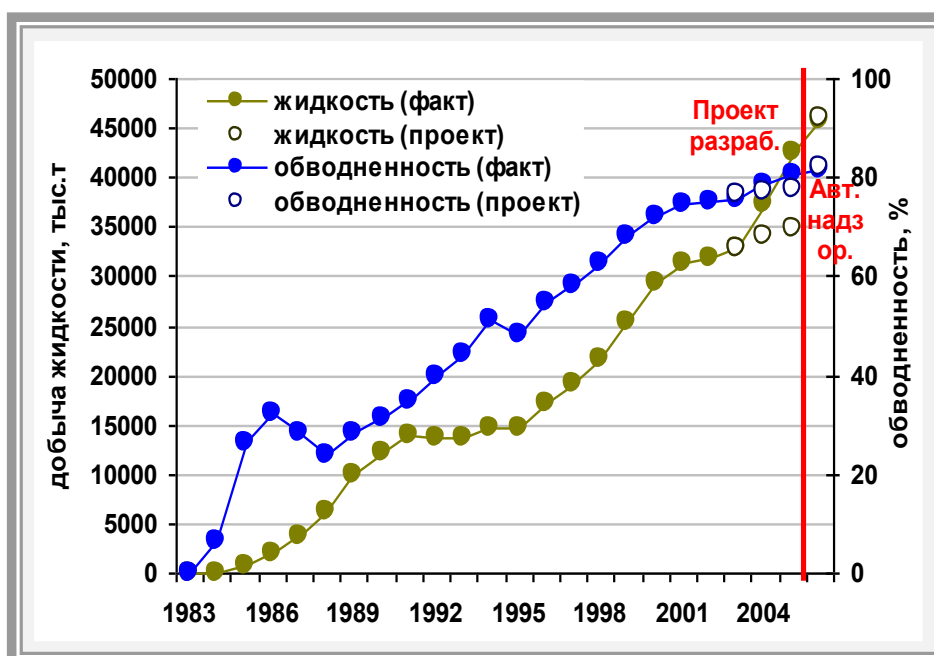


Рисунок 1.2- Сравнение проектной и фактической динамики добычи жидкости

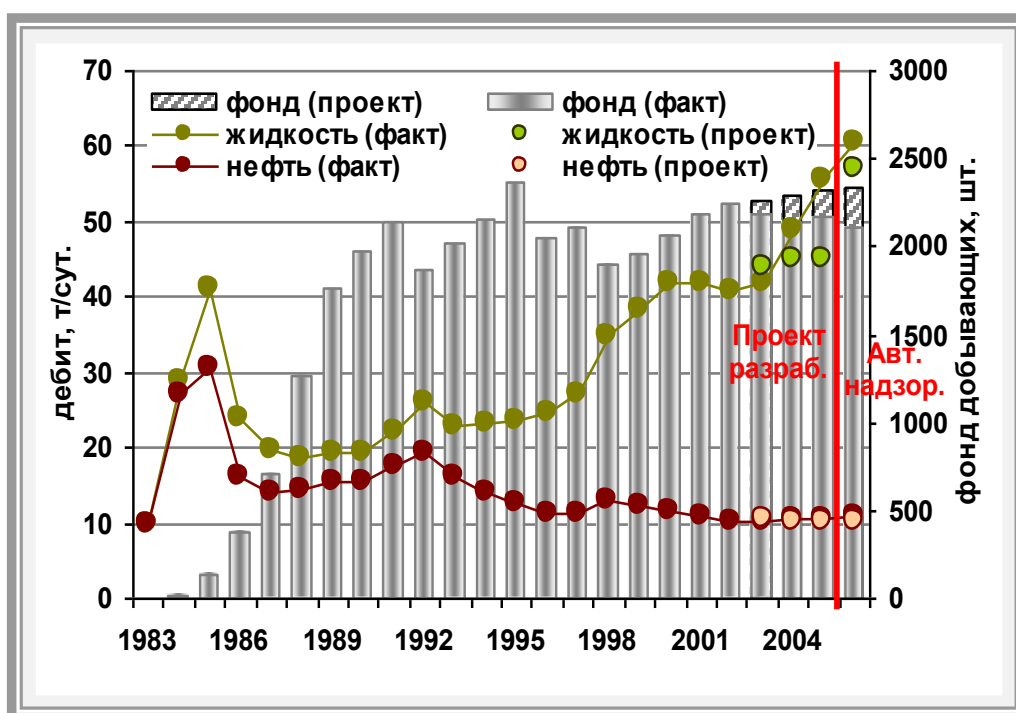


Рисунок 1.3- Сравнение проектной и фактической динамики добывающего фонда и дебитов скважин

Основная доля нефти падает на объекте АВ1-3 (59,1%), 12,9% - объект АВ8, 9% - для объектов АВ6-7, БВ1-2 и ЮВ1, объектов и АВ4-5, БВ6-7 составляет менее чем 5% нефтяных месторождений.

С начала 2012 года в слой закачены 23,55 млн. м³, нынешняя закачка жидкости была на отметке 97,1%, При рассмотрении Ватъеганского месторождения во время разработки (2004-2013 гг.) было выявлено что, на сегодняшний день, весьма продуктивная часть запасов введена в разработку, поэтому бурение новых скважин осуществляется в районах низкой производительности и внедрение новых запасов, которые компенсируют падение основного объёма запасов.

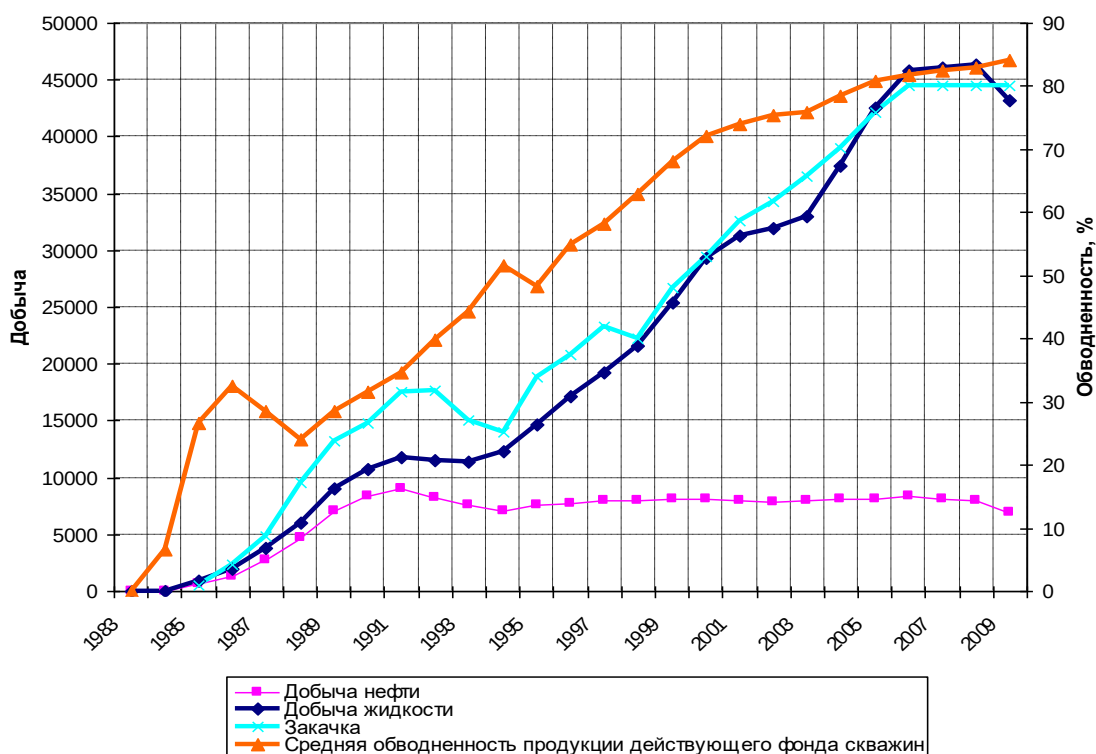


Рисунок 1.4 - Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки воды

По результатам динамики дебитов нефти, жидкости, а также обводненности продукции.

Фактическая добыча нефти области достигла 8344,0 тыс. Тонн, что соответствует уровню проекта (8326,6 тыс. Т). Добыча жидкости соответствует проекту (проект - 45913,8 тыс. тонн, факт -.45804,0 тыс. тонн). Обводненность эксплуатационного фонда достиг 81,8% при 81,9% в проекте

В связи с изменениями в контурах объектов нефтеносных месторождений объекта АВ1-3, АВ8, ЮВ1 для бурения скважин из проекта является нецелесообразным, и рекомендуются отменить. Факторами утилизации, действующего фонда скважин для целей развития при обводненности варьирующей от 80 до 98%, в среднем - 90%. По нагнетательным скважинам - от 91% до 100%, в среднем по месторождению - 92%.

Список использованной литературы

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополнение к проекту разработки Повховского месторождения», выполненный в Тюменском филиале ООО «ЛУКОЙЛИнжиниринг» «КогалымНИПИнефть», в 2013 г.
2. Никитин А.Н., Кузнецов В.А., Латыпов И.Д., Макатров А.К., Ситдилов С.С. Контроль качества материалов гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. №11, 2012. – С.41-43

3. Макатров А.К., Иксанов И.М., Телин А.Г. Лабораторное моделирование различных способов восстановления проводимости проппантной пачки. // Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции. «Нефтепромысловая химия», – М. – 27-28 июня 2013. – С.84-8

4. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудования и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.

5. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. - № 6. – С. 277-291.

УДК 622

Мелешенко А.С.

гр. РМмз-18-6, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ГТМ НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье проведен анализ технологичности реализации ГТМ на Ватъеганском месторождении.

Ключевые слова: ГТМ, Ватъеганское месторождение, нефтеотдача.

Annotation. This article analyzes the feasibility of GTM implementation at the Vatyegan field.

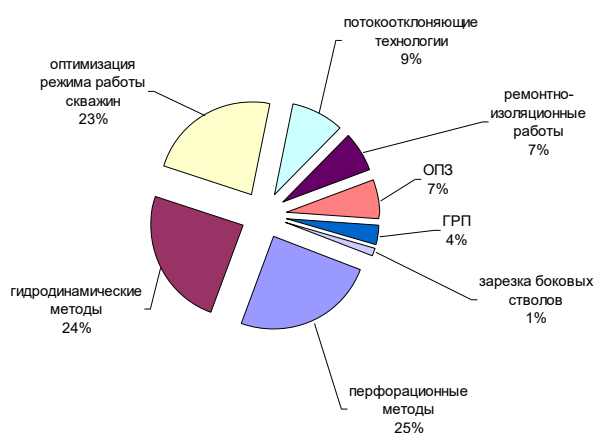
Key words: GTM, Vatyegan field, oil recovery.

В соответствии с утвержденными проектными решениями, в «Проекте развития Ватъеганского месторождения» для достижения запланированных уровней добычи нефти были предприняты следующие методы повышения нефтеотдачи (МУН), интенсификации и управления в процессе развития:

- бурение боковых стволов – 37 скважина - операций;
- проведение ГРП – 110 скважина-операций;
- потокоотклоняющие технологии – 261 скважина-операций;
- гидродинамические методы – 757 скважина-операций;
- перфорационные методы - 787 скважина-операций;
- обработка призабойной зоны добывающих скважин – 603 скважина-операций;
- РИР водопритокков - 311 скважина-операций;

От проведения геологических и технических мер, направленных на получение 3408,7 тыс. тонн дополнительной добычи нефти, в том числе:

- проведение ГРП – 277,5 тыс. тонн;
- инициации трансляции и дотрелов – 697,9 тыс. тонн;
- разработка программы управления (в целом) – 1299,6 тыс. тонн.;
- РИР ограничение воды – 376,8 тыс. тонн;
- Оптимизация скважин – 727,7 тыс. тонн;
- ОПЗ химические химических и физических методы – 193,1 тыс. тонн;
- Физико-химическое воздействие через нагнетательные скважины 893,2



тыс.тонн.

Рисунок 1.1 – Распределение ГТМ на Ватьеганском месторождении

Всего на месторождении с 1.01.2008-1.07.2011 гг. провели 3279 операций. Основная часть приходится на перфорационные методы - 811 (24,7%), а также гидродинамические методы - 801 операций (24,4%), оптимизации скважинного оборудования - 766 также операций (23,4%).

Для оставшихся геолого-технологических мероприятий: потокоотклоняющие технологии - 299 операций (9,1%), ремонт и изоляция работы - 227 операций (7,0%), электромиография (ЭМГ) - 115 операции (3,5%) и зарезки боковых стволов - 43 операции (1,3%).

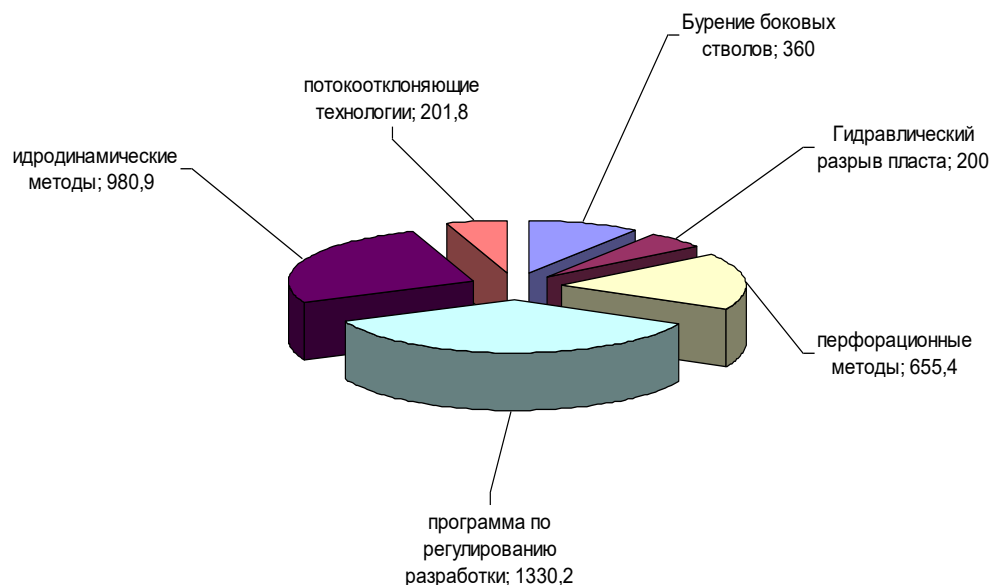


Рисунок 1.2 – Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ

Дополнительная добыча нефти от проведения ГТМ за рассматриваемый период составила 3728.3 тыс. т., в том числе за счет:

- бурения боковых стволов – 360 тыс. т.;
- гидравлического разрыва пласта – 200 тыс. т.;
- перфорационных методов – 655.4 тыс. т.;
- программы по регулированию разработки (в целом) – 1330.2 тыс. т., в т. ч.:
- РИР по ограничению водопритоков – 150 тыс. т.;
- оптимизация режимов работы скважин – 1024 тыс. т.;
- ОПЗ скважин хим. и физ. методами – 156.2 тыс. т.;
- гидродинамических методов – 980.9 тыс. т.;
- потокоотклоняющих технологий – 201.8 тыс. т.

В период последнего проекта документа Ватъеганского месторождения 01.07.2011-01.07.2013 гг. добывающих скважин, на самом деле, было пробурено 1271, из которых 885 скважина – операций в 2013 году и 386 скважино-операций течение первой половины 2011 года.

Из них:

- зарезки боковых стволов 47 скважино – операций;
- ЭМГ - 86 скважино – операций;
- формирование дострела - 293 скважино – операций;
- оптимизация скважин - 258 скважино – операций;
- физико-химические ОПЗ - 144 скважино – операций;

- потокоотклоняющие технологий - 190 скважино – операций;
- гидродинамические методы - 134 скважино – операций;
- РИР и ВИР – 58 скважино – операций.

По нагнетательным скважинам, в течение этого периода, было 358 операции, в том числе: разработка - 89 также операций; 269 нагнетательных скважин в выполнение работ, направленных на выравнивание профиля приемистости и изоляция высоко обводнённых интервалов, а также увеличением коэффициента вытеснения и доотмыва остаточной нефти.

Эффективность ГТМ, полученные за время проектного документа: дополнительная добыча нефти на 2013 год составила 1113,9 тыс. т., и за первое полугодие 2011 года - 223,5 тыс. т. Удельный эффективность добычи нефти на одну скважину в среднем на 2013 была 1250 тыс. т., а в 2011 году. - 595 тыс. т..

Принятые меры позволили увеличить в общей сложности суточную добычу нефти в 2013 году 6215 т / сутки, а в 2011 году - 2170 т / сутки.

Таким образом, в 2013 году проведены: гидроразрыв пласта на 24 операции больше, чем прогнозировалось; оптимизация скважинного оборудования более чем на 64 операций; потокоотклоняющие технологии более чем на 101 операции, физические и химические методы ОПЗ более чем на 51 операцию; перфорационные методы (дострелы, перестрелы) более на 58 операций, переводах в другие объекты более на 24 единиц и зарезки боковых стволов более 4 операций. Основная работа осуществляется по меньшей, чем предусмотрено в проектном документе, в частности, РИР запланированного объема - 75 скважина – операций; гидродинамические методы менее 47 скважина – операций. На 1 скважино-операцию эффективность доли ниже, чем ожидалось: для ГРП - 1070 тыс. тонн на скв.-операция против 1950 тыс. тонн, ремонт и изоляция работы - 240 тонн в скв.-операции против ожидаемых 570 тыс. тонн, на ликвидации аварий - 30 тыс. тонн против 90 тыс. тонн ожидаемых.

Список использованной литературы

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополнение к проекту разработки Повховского месторождения», выполненный в Тюменском филиале ООО «ЛУКОЙЛИнжиниринг» «КогалымНИПИнефть», в 2013 г.

2. Никитин А.Н., Кузнецов В.А., Латыпов И.Д., Макатров А.К., Ситдилов С.С. Контроль качества материалов гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. №11, 2012. – С.41-43

3. Макатров А.К., Иксанов И.М., Телин А.Г. Лабораторное моделирование различных способов восстановления проводимости проппантной пачки. // Материалы VIII

Всероссийской научно-практической конференции. «Нефтепромысловая химия», – М. – 27-28 июня 2013. – С.84-8

4. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.

5. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. - № 6. – С. 277-291.

УДК 622

Мелешенко А.С.

гр. РМмз-18-6, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКОГО И ХИМИЧЕСКОГО МЕТОДОВ ПНП НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В период 2007-2013 гг. на Ватъеганском месторождении проведено 389 операций на нагнетательных скважинах при использовании ФХМУН. Основным объектом воздействия является объект АВ1-3, на котором проводилось 89% от всех операций (347 скважино - операций). Также долю операций составили объекты: АВ8 – 17 скважино - операций (4% от всего объёма), БВ1 - 15 скважино - операций (4% от всего объёма) и ЮВ1 - БВ1 - 10 скважино -операций (3% от всего объёма).

Ключевые слова: Ватъеганское месторождение, скважины, нефтеотдача.

Annotation. In the period 2007-2013, 389 injection well operations were performed at the Vatyegan field using MUN FH. The main object of impact is the AB1-3 facility, where 89% of all operations were performed (347 well operations). The following objects also accounted for the share of operations: AB8 – 17 well operations (4% of the total volume), BV1 - 15 well operations (4% of the total volume) and SE1 - BV1 - 10 well operations (3% of the total volume).

Key words: Vatyegan field, wells, oil recovery.

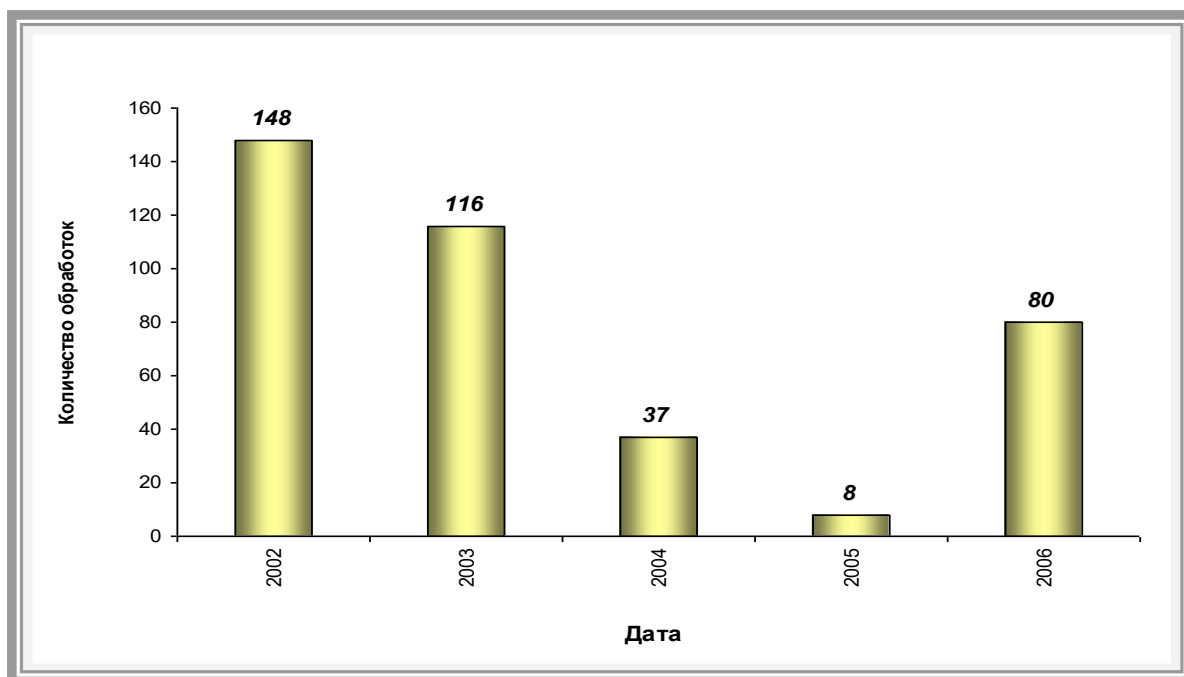


Рисунок 1.1 – Распределение обработок ФХ МУН по годам Ватьеганского месторождения

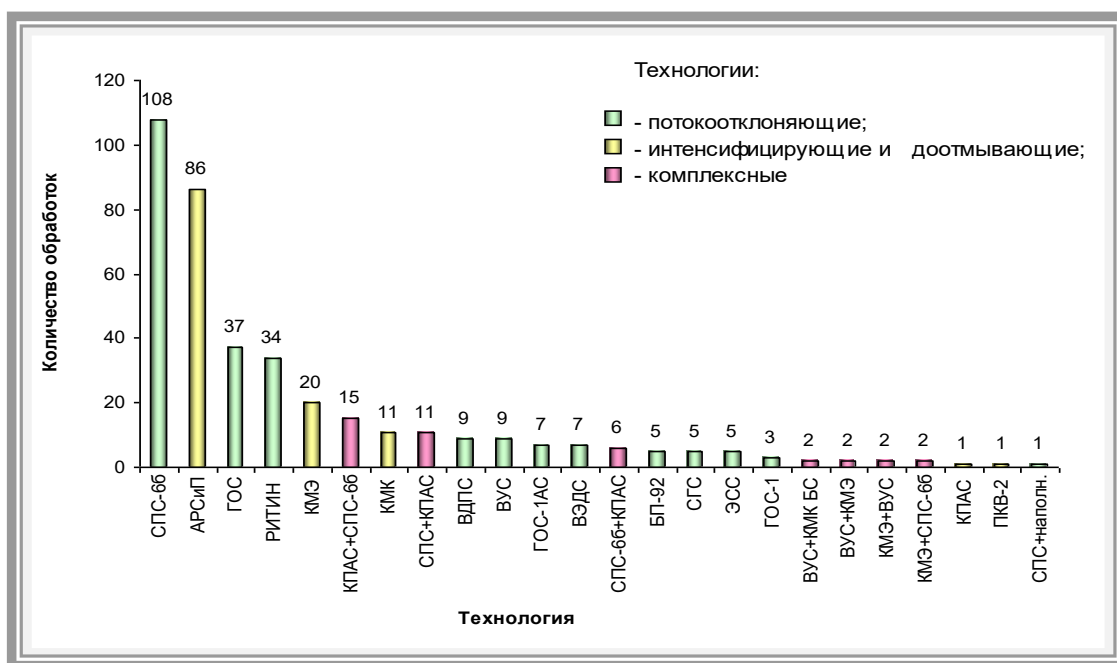


Рисунок 1.2 - Распределение процедур по повышению нефтеотдачи пласта Ватьеганского месторождения.

Основной объем операций, проведенны в 2007-2008 гг. В 2011 году было резкое снижение использования ФХ МУН (в 3,2 раза по сравнению с 2008 г.). Кроме того, вся

обработка приходилась на 2011-2012 гг. Технология проводилась в усиленном режиме (СПС-66, АРСиП), потокоотклоняющие технологии в этот период не применялись.

В 2013 году, месторождение возобновила использование технологий, направленных на изоляцию водопромытых интервалов пласта. Выполнено 179 операций, из которых 108 скважино - операций - Технология СПС-66, 34 скважино - операций. - РИТИН и 37 скважино - операций – ГОС

Потокоотклоняющие технологии: ГОС, РИТИН, БП-92, ВДПС, ВЭДС, СГС, КПАС СПС 66 - используются для перераспределения существующих фильтрационных потоков, возникающих в результате выравнивания профиля приемистости и изоляция водопромытых интервалов. Необходимость использования таких технологий определяется значительной неоднородностью проницаемости пласта, высокой степенью раздробленности объекта, высокая обводненность из-за прорыва воды на нагнетательных скважинах. Наиболее распространенными из потокоотклоняющих технологий в рассматриваемый период являются технология СПС-66 (108 скв.-опер.), ГОС (37 скв.-опер.) и РИТИН (34 скв.-опер.).

Применение технологий позволило увеличить дебит нагнетательных скважин в среднем на 3.6-11.5 т / сутки.

Кроме того, на 40 скважино - операций применялись технологии комплексного воздействия, сочетая изоляции промытых пропластков с высокой проницаемостью и стимулирование жидкостей. Среди технологий наиболее распространенными были работы над объектами с АРСиП (86 скв. - опер) и КМЭ (20 скв. - опер.).

Как видно из таблицы, использование потокоотклоняющих технологий, таких как СГС, СПС-66, ВЭДС, ЭСС, и ДМ-92 привело к уменьшению средних значений приемистости 2.0 - 43.7 м³/сутки. Инъекционные обработки скважин технологиями ГОС, РИТИН, ВУС, ВДПС также направлена на изоляцию водопромытых интервалов с высокой степенью проницаемости, в среднем для всех обработанных скважин это не привело к ожидаемому значению приемистости. В дополнение к успешно обработанным технологиям можно отнести ДМ-92, ГОС, РИТИН, ВДПС, у которых высокие входные параметры приемистости (ФХВ 400 м³ / сутки).

Таблица 1.1 - Изменение преемственности скважин после вовлечения ФХ МУН

Направление воздействия	Технология	Средняя приемистость до ФХВ, м³/сутки	Средняя приемистость после ФХВ, м³/сутки	Среднее изменение приемистости, м³/сутки
создание потокоотклоняющего экрана	СГС	291.1	253.2	-43.7
	СПС-66	300.2	274.6	-13.9
	ВЭДС	161.2	149.2	-10.0
	ЭСС	256.3	269.2	-3.2
	БП-92	416.8	336.2	-2.0
	ГОС	423.1	392.3	8.9
	РИТИН	477.2	477.5	10.4
	ВУС	263.2	287.8	24.7
	ВДПС	513.4	590.7	99.8
интенсификация	АРСиП	160.8	172.8	3.6
	КМЭ	100.1	123.6	10.6
	КМК БС	26.6	57.0	11.5
создание потокоотклоняющего экрана + интенсификация	СПС+КПАС	168.9	186.7	3.0
	ВУС+КМЭ	132.3	138.6	6.6
	ВУС+КМК БС	250.4	261.6	13.1
	КПАС+СПС-66	96.1	122.9	22.7
	СПС-66+КПАС	199.2	221.9	23.9
	КМЭ+ВУС	117.5	171.8	53.6
	КМЭ+СПС-66	180.6	303.0	148.2

Дополнительная добыча была рассчитана по характеристике перемещения (рис 1.3.).
Используется универсальный закон падения дебита Р.И.Медведского.

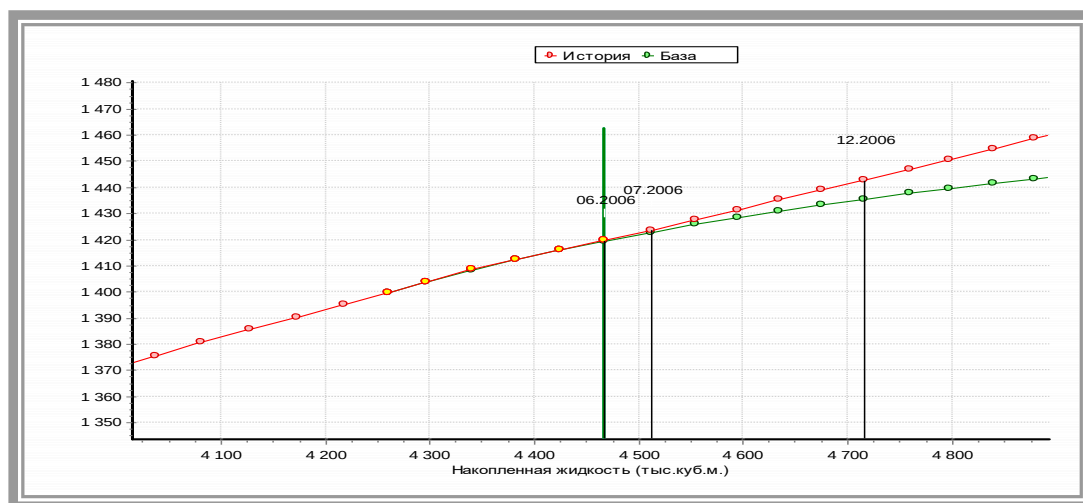


Рисунок 1.3 – Характеристика вытеснения для участка применения ФХВ в 2013 г.

Объект АВ1-3

Проведение методов повышения нефтеотдачи пласта предусматривает:

- ГРП скважин с неполным использованием мощностей;
- Проведение индивидуальных РИР разработаны интервалы для предотвращения внутрипластовой кольце и переполнения;
- Контроль процесса развития, путем перераспределения закачек;
- Использование физических и химических методов увеличения нефтеотдачи в нагнетательных скважинах.

В целом на Ватъеганском месторождении с июля 2011 года по декабря 2011 год планируется 837 операций, направленных на активизацию нефти и довыработки запасов нефти, из которых 346 операций, запланированных на скважинах, расположенных в бездействующем фонде.

Основной комплекс геолого-технических мероприятий:

- углубление устья скважин - 28 операций (Средний дебит нефтяных скважин было введено 17,5 т/сутки), в течение второй половины 2011 года планируется углубить 8 скважин (средняя дебит нефти будет 19,5 т/сутки), в 2013 - 20 скважин (в среднем дебит нефти будет 16,7 т/сутки.);
- бурение боковых наклонно-направленных - 20 единиц, со средним дебитом 26,9 тыс. т /сутки, во второй половине 2011 года планируется ввести одну скважину (дебит нефти будет 13,0 т/сутки), в 2013 году - 4 скважины (средний дебит нефти будет 26.6 т/сутки) и 2011 - 15 скважин со средним дебитом 27,2 т/сутки.);
- бурение горизонтальных боковых скважин - 49 ед. со средним дебитом 42,6 т/сутки, во второй половине 2011 года планируется ввести 5 скважин (средний дебит нефти будет 38,4 т/сутки), в 2013 году - 14 скважин (средний дебит нефти 21,7 т/сутки), а в 2011 - 30 скважин со средним дебитом 53,1 т/сутки

- Перевод на другие объекты - 62 операции, в том числе переводы 45 скважин бездействующего фонда (средний дебит нефти составит 18,9 т/сутки.);
- перевод нагнетательных скважин на другие объекты - 6 операций (средний дебит нефти будет 12,8 т/сутки.);
- гидравлический разрыв пласта - 171 также операции (в том числе 42 гидроразрыва скважин бездействующего фонда) среднее увеличение добычи нефти будет 6,7 т/сутки;.
- ремонтные и изоляционные работы - 40 операции (в том числе 33 бездействующего фонда скважин) в среднем прирост дебита нефти составит 6, т/сутки;
- реперфорации - 78 операции (10 бездействующего фонда скважин) среднее увеличение дебита нефти 7,9 т/сутки;
- проведение ГТО - 16 операций со среднесуточным приростом на 6,9 т/сутки;
- использование физических и химических методов воздействия в скважинах - 132 операции - прогнозируемое дополнительное добыча по добывающим скважинам 79,2 тыс. т.

Реализация предлагаемых мер: увеличить общую среднесуточную добычу нефти на 7,6 тыс. тонн, в среднем одну скважину составляет 13,2 тыс. тонн.

Что касается рекомендаций электромиографии в 2011-2013 гг. Как и в 1.01.2011, на Ватъеганском месторождении проводилось 137 операций по ГРП скважин эксплуатационного фонда. Дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию составила 709, 8 тыс. тонн, в среднем 3,2 т/сутки. Крупнейшие темпы дебита нефти и жидкости после ГРП получили на объекте ЮВ1 - в среднем за период 2007-2013 гг. составило 30,7 т/сутки соответственно, и 20,2 т/сутки, на АВ1-3 группы - 32,6 и 13, т/сутки, АВ8 - 23,8 и 8, т/сутки, БВ6 - 65,0 и 2,2 т/сутки, БВ7 - 50,9 и 16,9 т/сутки.

При выборе скважин на проведение ГРП, рассмотрены варианты с текущим дебитом жидкости ниже 40 т/сутки. В результате, на предполагаемых 39 скважинах провели ГРП: в 2011 году – проводилось 10 ГРП, в 2013 году – 13. Прогноз темпа роста дебита после гидроразрыва пласта наблюдалось на объекте ЮВ1: эмпирическая зависимость от удельного веса проппанта:

После проведения 39 операций ГРП в пластах группы ЮВ1 дополнительный объем нефти будет 328,6 тыс. тонн. Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв, как эффективное средство воздействия на зону скважин. При этом было достаточным создание трещин длиной 10 - 20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и десятков тонн проппанта, используя удельный вес больше, чем 3 тыс. т / м. В этом случае дебит скважин увеличивается в 2-3 раза. Если большая длина трещины, то рекомендуется использовать массу проппанта в 2-3 тыс. т / м эффективной толщины пласта.

Кроме того, во время гидроразрыва объекта ЮВ1 рекомендуется расклинивающих агентов, которые имеют большие фракции (16/30 + 12/18 + 10/14 и другие.). В начале обработки подается мелкая фракция агента, использование которой обеспечивает закрепление кончика трещины; среднезернистым проппантом заполняется основной объем созданной трещины; крупнофракционный расклинивающий агент закачивается на конечной стадии подачи проппанта, его размер и количество должны определяться на этапе моделирования трещины гидроразрыва, исходя из ширины трещины в прискважинной зоне.

Выводы по третьему разделу

Один из методов увеличения нефтеотдачи пласта это метод перфораций.

В период действия нового проектного документа было выполнено 293 скважина-операций, средний показатель успеха, который был 0,79

Обобщая результаты применения тех или иных видов кислотных обработок в различных нефтедобывающих районах страны, позволяет сделать вывод о том, что эффективность их применения зависит от того, насколько характеристика применяемого метода учитывает геолого-физические характеристики месторождения. Анализ результатов показывает, что применение технологий ФХ МУН повышает дополнительную добычу нефти. Дополнительная добыча нефти за время продолжительности эффекта, принятая по характеристикам вытеснения, составляет 303,4 тыс.т. средний дебит нефти 3,8 т /сутки, при уменьшении обводненности до 39%

Анализ результатов ОПЗ, показали, что более эффективно применения технологии «Синол КМК-БС - 0,51 тыс. т./ скв-опер. Удельная эффективность применяемых технологий различны и колеблется от 0,05 до 0,51 тыс. т./скв.-опер (ОПЗП «Гелий» удельная эффективность 0.05 тыс. т./ скв. - опер) реагента.

Для создания обратных потоков флюидов, перешедших из нефтяной части в газовую или водяную зоны пласта, было предложено бурение боковых стволов. В общей сложности за рассматриваемый период на Ватъеганском месторождении было выполнено 27 зарезок боковых стволов. В целом по месторождению добыча нефти от проведения данного вида мероприятия за рассматриваемый период составила 169.1 тыс. т.

В связи с высоким процентом обводненности выпускаемой продукции было предприняты меры по переводу на другие объекты. Для этого рассмотрено один из ключевых показателей эффективности процесса разработки - стоимость остаточных извлекаемых запасов нефти на одну скважину. Взяв во внимание зависимости Камбанов - Алмамедова, Лысенко, Назаров-Сипачёва, Ревенко, Медведский и т.д., были оценены извлекаемые запасы нефти. Критерием для включения в расчете скважин значение обводненности - не менее 40%.

Список использованной литературы

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополнение к проекту разработки Повховского месторождения», выполненный в Тюменском филиале ООО «ЛУКОЙЛИнжиниринг» «КогалымНИПИнефть», в 2013 г.
2. Никитин А.Н., Кузнецов В.А., Латыпов И.Д., Макатров А.К., Ситдилов С.С. Контроль качества материалов гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. №11, 2012. – С.41-43
3. Макатров А.К., Иксанов И.М., Телин А.Г. Лабораторное моделирование различных способов восстановления проводимости проппантной пачки. // Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции. «Нефтепромысловая химия», – М. – 27-28 июня 2013. – С.84-8
4. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудования и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
5. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. - №

УДК 622

Мелешенко А.С.

гр. РМмз-18-6, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

***Аннотация.** Зарезка боковых стволов является одним из самых дорогих геолого-технических мероприятий, требующее качественной работы, как от проектировщика, так и от исполнителя работ.*

***Ключевые слова:** нефтеотдача, Ватъеганское месторождение, зарезка боковых стволов.*

***Annotation.** Cutting side shafts is one of the most expensive geological and technical measures that require high - quality work, both from the designer and from the contractor.*

***Key words:** oil recovery, Vatyegan field, cutting of side shafts.*

Основными преимуществами данного мероприятия является возможность введения в активную разработку отдельных зон, пропласков и не выработанных целиков, а

также возможность эксплуатировать скважины (после установки цементного моста) на которых не представляется возможным извлечь аварийное оборудование.

Так как оценка проводится по аналогии, статистики, показателям разработки и по гидродинамическим моделям (а прогнозную надежность модели можно оценить только по результатам экстраполяции), то заранее оценить эксплуатационные показатели скважины после ЗБС затруднительно.

Поэтому здесь приводится исключительно приближенный анализ мероприятия. К основным критериям выбора с точки зрения экономической целесообразности относят: поток денежной наличности (ПДН), накопленный поток денежной наличности (НПДН), дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН), чистая текущая стоимость (ЧТС). Для рекомендуемого варианта проводится анализ чувствительности проекта к риску.

В данном разделе произведем расчет целесообразности и экономической эффективности строительства горизонтального, а также проанализируем степень риска проекта в случаях изменения различных факторов.

Методика экономического обоснования данного проекта

Экономическими критериями эффективности проекта являются:

- прирост потока денежной наличности;
- прирост чистой текущей стоимости;
- срок окупаемости проекта;
- коэффициент отдачи капитала;
- внутренняя норма рентабельности проекта;

Прирост потока денежной наличности ($\Delta ПДН_t$) рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta B_t - \Delta И_t - K_t - \Delta H_t, \quad (1.1)$$

где ΔB_t – прирост выручки от проведения мероприятия в t-ом году, тыс. руб.;

$\Delta И_t$ – прирост текущих затрат в t-ом году, тыс.руб.;

K_t – капитальные затраты в t-ом году, связанные с проведением мероприятия, тыс.руб.;

ΔH_t – прирост величины налоговых выплат в t-ом году, тыс.руб.

Прирост выручки (ΔB_t) может быть вызван либо увеличением объема реализации нефти и газа, либо повышением цены на углеводородные продукты. В первом случае возможны два варианта. Во-первых, увеличение объёма реализации может быть обусловлено дополнительным нефтегазоизвлечением. В этом случае необходимо рассчитать дополнительную добычу (ΔQ_t) в связи с повышением дебита (Δq), увеличением

действующего фонда скважин (Δn_d) или времени работы (ΔT_p) по одной из ниже приведенных формул:

Прирост выручки за счёт дополнительного объёма реализации нефти и газа ($\Delta B(Q)_t$) можно определить по формуле:

$$\Delta B(Q)_t = \Delta Q_t \cdot C_t, \quad (1.2)$$

где C_t – цена предприятия на нефть (газ) без налога на добавленную стоимость.

Дополнительные текущие затраты по проектному решению можно рассчитать следующим образом:

$$\Delta I_t = I_{dt} + I_{mt}, \quad (1.3)$$

где I_{dt} – текущие затраты на дополнительную добычу, тыс.руб.;

I_{mt} – текущие затраты в t -ом году на проведение работ по реализации мероприятия (стоимость текущего или капитального ремонта скважин и т.д.), тыс.руб.

$$I_{dt} = \Delta Q_t \cdot Y, \quad (1.4)$$

где ΔQ_t – дополнительное извлечение нефти в t -ом году, тыс. т.,

Y – удельные условно-переменные затраты, тыс.руб./ т.

При расчёте налогов (ΔH_t) необходимо рассчитать прирост налога на имущество ($\Delta H_{и}$) и налога на прибыль ($\Delta H_{пр}$).

$$\Delta H_{ut} = C_{ocmt} \cdot \frac{N_u}{100}, \quad (1.5)$$

где C_{ocmt} – остаточная стоимость имущества в t -ом году, тыс.руб.;

N_u – ставка налога на имущество, % (в соответствии с налоговым кодексом равна 2,2%).

$$C_{ocmt} = \sum_{t=1}^T K_t - \sum_{t=1}^T A_t \quad (1.6)$$

где T – количество лет проведения мероприятия,

K_t – капитальные вложения в t -м году, тыс.руб.,

A_t – дополнительные амортизационные отчисления, начисленные в t -м году, тыс.руб.

$$A_t = K \cdot \frac{N_a}{100}, \quad (1.7)$$

где N_a – норма амортизации основных средств или износа нематериальных активов, %.

Расчёт налога на прибыль можно произвести по формуле (1.8):

$$\Delta H_{npt} = \Delta \Pi_{pt} \cdot \frac{N_{np}}{100}, \quad (1.8)$$

где $\Delta\Pi_{pt}$ – прирост прибыли от реализации продукции в результате проведения проектных мероприятий в t -м году, тыс.руб.,

$N_{пр}$ – ставка налога на прибыль, % (в соответствии с налоговым кодексом равная 24%).

$$\Delta\Pi_{pt} = \Delta B_t - \Delta I_t - \Delta A_t, \quad (1.9)$$

где ΔA_t – дополнительные амортизационные отчисления, начисленные в t -м году, тыс.руб..

Прирост накопленного потока денежной наличности ($\Delta\Pi\Pi\Pi$) определяется за все годы расчётного периода:

$$\Delta\Pi\Pi\Pi = \sum_{t=1}^T \Delta\Pi\Pi_t \quad (1.10)$$

где t – текущий год;

T – расчётный период по проекту, лет;

$\Delta\Pi\Pi_t$ – прирост потока денежной наличности в t -м году, тыс.руб.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то применяется процедура дисконтирования потоков с целью приведения их по фактору времени. В качестве расчётного года выбирается год, предшествующий технологическому эффекту. Расчёт коэффициента дисконтирования производится по формуле (1.13). Приросты дисконтированных потоков денежной наличности ($\Delta \text{ДПДН}_t$) и чистой текущей стоимости ($\Delta \text{ЧТС}$) определяются по следующим формулам:

$$\Delta \text{ДПДН}_t = \Delta \text{ПДН}_t \cdot \alpha_t, \quad (1.11)$$

$$\Delta \text{ЧТС} = \sum_{t=1}^T \Delta \text{ДПДН}_t \quad (1.12)$$

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то возникает необходимость в их приведении к расчетному году (t_p), предшествующему началу разработки месторождения. Эту процедуру можно осуществить при помощи коэффициента дисконтирования по формуле (1.13):

$$\alpha_t = 1/(1 + E_n)^{t_p - t} \quad (1.13)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования для t – го года,

E_n – нормативный коэффициент приведения.

Нормативный коэффициент приведения (норма дисконта) численно равен эффективности инвестиций на рынке капитала. В условиях стабильной экономики этот коэффициент берут равным 0,1, то есть при отдаче капитала 10% в год. Нефтяные компании в своей практике экономического обоснования проектов разработки месторождений принимают норму дисконта на уровне 15% (с учетом дополнительных рисков вложений).

Для оценки эффективности капитальных вложений необходимо рассчитать коэффициент отдачи капитала (КОК):

$$КОК = \frac{ЧТС}{ЧТС_{инв}} + 1, \quad (1.14)$$

где ЧТС_{инв} — суммарные дисконтированные инвестиции, млн. руб.

$$ЧТС_{инв} = \sum_{t=1}^T K_t \quad (1.15)$$

Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определенную степень риска, связанную с природными и рыночными факторами, то необходимо провести анализ чувствительности проекта к риску.

Для этого рассчитаем чистую текущую стоимость проекта при изменении:

- годовой добычи [-30%; +10%];
- цены на нефть [-25%; +20%];
- текущих затрат [-20%; +20%];
- налогов [-20%; +20%].

Таблица 1.1 - Изменение годовой добычи на -30%

Показатели	Ед. изм.	Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	17,471923	7,600292	4,965644
2. Выручка от реализации		166,85686	72,58279	47,4219
3. Текущие затраты		7,2653497	3,160429	2,064864
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		31,733553	13,63811	8,763447
Налог на имущество(2.2%)		0,37533	0,31372	0,25212
Налог на прибыль(20%)		31,358223	13,32439	8,511327
6. ПДН		107,99696	55,78425	36,59359
7. НПДН		107,99696	163,7812	200,3748
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		107,99696	48,50998	27,66841
10. ЧТС		88,135962	136,6459	164,3144

Таблица 1.2 - Изменение годовой добычи на 10%

Показатели	.	Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	27,455879	11,94332	7,803155
2. Выручка от реализации		262,20364	114,0587	74,52014
3. Текущие затраты		11,416978	4,966389	3,244786
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		49,972583	21,5721	13,94711
Налог на имущество(2.2%)		0,37533	0,31372	0,25212
Налог на прибыль(20%)		49,597253	21,25838	13,69499
6. ПДН		180,95308	87,52018	57,32823
7. НПДН		180,95308	268,4733	325,8015
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		180,95308	76,10755	43,34588
10. ЧТС		161,09208	237,1996	280,5455

Таблица 1.3 - Изменение цены на нефть на -25%

Показатели	.	Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	24,95989	10,85756	7,093777
2. Выручка от реализации		178,77521	77,76727	50,80918
3. Текущие затраты		10,379071	4,514899	2,949805
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		33,494478	14,40411	9,263914
Налог на имущество(2.2%)		0,37533	0,31372	0,25212
Налог на прибыль(20%)		33,119148	14,09039	9,011794
6. ПДН		115,04066	58,84826	38,59546
7. НПДН		115,04066	173,8889	212,4844
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		115,04066	51,17445	29,18203
10. ЧТС		95,179663	146,3541	175,5361

Таблица 1.4 - Изменение цены на нефть на 20%

Показатели	.	Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	24,95989	10,85756	7,093777
2. Выручка от реализации		286,04034	124,4276	81,29468
3. Текущие затраты		10,379071	4,514899	2,949805
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		54,947503	23,73619	15,36102
Налог на имущество(2.2%)		0,37533	0,31372	0,25212
Налог на прибыль(20%)		54,572173	23,42247	15,1089
6. ПДН		200,85276	96,17655	62,98386
7. НПДН		200,85276	297,0293	360,0132
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		200,85276	83,63513	47,6221
10. ЧТС		180,99176	264,6269	312,249

Таблица 1.5- Изменение текущих затрат на -20%

Показатели	.	Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	24,95989	10,85756	7,093777
2. Выручка от реализации		238,36695	103,6897	67,74557
3. Текущие затраты		8,3032568	3,611919	2,359844
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		45,827988	19,7692	12,76919
Налог на имущество(2.2%)		0,37533	0,31372	0,25212
Налог на прибыль(20%)		45,452658	19,45548	12,51707
6. ПДН		164,3747	80,30858	52,61654
7. НПДН		164,3747	244,6833	297,2998
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		164,3747	69,83634	39,78337
10. ЧТС		144,5137	214,35	254,1334

Таблица 1.6 - Изменение текущих затрат на 20%

Показатели		Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	24,95989	10,85756	7,093777
2. Выручка от реализации		238,36695	103,6897	67,74557
3. Текущие затраты		12,454885	5,417879	3,539766
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		44,997663	19,408	12,5332
Налог на имущество(2.2%)		0,37533	0,31372	0,25212
Налог на прибыль(20%)		44,622333	19,09428	12,28108
6. ПДН		161,0534	78,86382	51,6726
7. НПДН		161,0534	239,9172	291,5898
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		161,0534	68,57997	39,06966
10. ЧТС		141,1924	209,7724	248,842

Таблица 1.7 - Изменение налогов на -20%

Показатели		Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	24,95989	10,85756	7,093777
2. Выручка от реализации		238,36695	103,6897	67,74557
3. Текущие затраты		10,379071	4,514899	2,949805
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		36,33026	15,67088	10,12095
Налог на имущество (2.2%)		0,300264	0,250976	0,201696
Налог на прибыль (20%)		36,029996	15,4199	9,919258
6. ПДН		171,79662	83,50392	54,67481
7. НПДН		171,79662	255,3005	309,9753
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		171,79662	72,61501	41,33962
10. ЧТС		151,93562	224,5506	265,8903

Таблица 1.8 - Изменение налогов на 20%

Показатели	.	Года разработки		
		2013	2014	2015
1. Объем добычи нефти	тыс. т.	24,95989	10,85756	7,093777
2. Выручка от реализации		238,36695	103,6897	67,74557
3. Текущие затраты		10,379071	4,514899	2,949805
4. Капитальные затраты		19,861	0	0
5. Налоги		54,495391	23,50632	15,18143
Налог на имущество(2.2%)		0,450396	0,376464	0,302544
Налог на прибыль(20%)		54,044995	23,12986	14,87889
6. ПДН		153,63149	75,66848	49,61433
7. НПДН		153,63149	229,3	278,9143
8. Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1	0,8696	0,7561
9. ДПДН		153,63149	65,80131	37,5134
10. ЧТС		133,77049	199,5718	237,0852

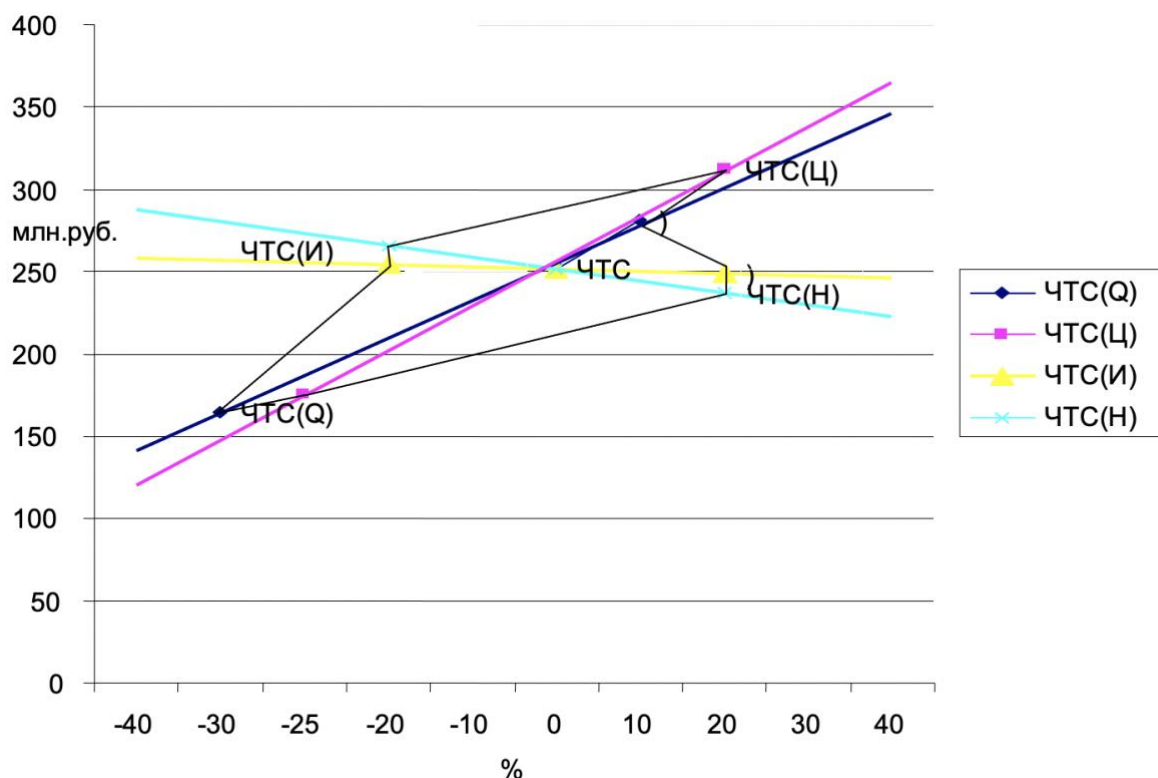


Рисунок 1.2 - Диаграмма чувствительности проекта к риску

Выводы:

На основании технико-экономических расчетов, эксплуатация бокового ствола скважины № 1351 является эффективной. На это указывает ЧТС в размере 251,5 млн. руб. при капитальных затратах в 19,9 млн. руб. То есть себестоимость дополнительно добываемой нефти будет ниже её среднего значения по месторождению, а затраты, связанные с бурением бокового ствола и добычей нефти, в целом окупятся в течение полугода.

В условиях нестабильной обстановки, нефтегазодобывающее производство является весьма рискованным мероприятием. Риск заключается в неустойчивости цен на нефть на мировом и отечественном рынках и естественно, ни одно предприятие, ни один предприниматель не будет торговать продукцией по ценам, не приносящим прибыль. Не меньший риск добывающему производству представляет, и безмерное повышение налогового бремени.

Планирование и внедрение мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти пока позволяет добывающему предприятию работать в сложных условиях рыночных отношений. Непринятие мер по минимизации естественного спада добываемой продукции, и снижение денежных поступлений грозит ему разорением.

Список использованной литературы

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополнение к проекту разработки Повховского месторождения», выполненный в Тюменском филиале ООО «ЛУКОЙЛИнжиниринг» «КогалымНИПИнефть», в 2013 г.
2. Никитин А.Н., Кузнецов В.А., Латыпов И.Д., Макатров А.К., Ситдилов С.С. Контроль качества материалов гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. №11, 2012. – С.41-43
3. Макатров А.К., Иксанов И.М., Телин А.Г. Лабораторное моделирование различных способов восстановления проводимости проппантной пачки. // Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции. «Нефтепромысловая химия», – М. – 27-28 июня 2013. – С.84-8
4. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудования и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
5. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. - № 6. – С. 277-291.