

Санкт-Петербургский государственный университет
Институт наук о Земле

Лазнам Забен Уллах Абдуллах Салех

Выпускная квалификационная работа

**Анализ эффективности разработки неоднородных и обводненных
нефтяных пластов на основе перераспределения фильтрационных
потоков в пределах Северо-Янгтинского месторождения**

Основная образовательная программа Магистратуры

«Нефтегазовое дело»

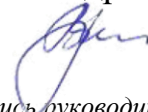
Научный руководитель:
Сутормин Сергей
Евгеньевич



(подпись руководителя)

«21» мая 2022

Научный консультант:
Лушпеев Владимир
Александрович



(подпись руководителя)

«22» мая 2022

Рецензент: Антипин М.А

Санкт-Петербург
2022

Аннотация

Данная работа посвящена анализу эффективности разработки неоднородных и обводненных нефтяных пластов на основе перераспределения фильтрационных потоков в пределах Северо-Янгтинского месторождения. В рамках этой работы были рассмотрены; географогеологическая характеристика, геолого-физическая характеристика, Физико-гидродинамическая характеристика и состояние разработки Северо-Янгтинского месторождения; также современные методы и технологии выравнивания профиля приемистости, примененные на данном месторождении и оценка эффективности их применения. С использованием научной литературы в работе изучены основные методы регулирования разработки на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири. На основе изученного материала работы была предложена наиболее эффективная технология ВПП для условий Северо-Янгтинского месторождения. Объем данной работы 70 страниц, в ее состав включены 17 Рисунков, 15 Таблиц. Основная часть представлена 2 главами, написание которых осуществлялось с использованием 15 источников литературы. Ключевые слова: выравнивание профиля приемистости, Северо-Янгтинское месторождение, нефть, фильтрация, охвата пластов, нагнетательная скважина, физико-химические методы, дополнительная добыча нефти, сокращение жидкости.

ANNOTATION

The main goal of this work is to analyze an effectiveness of the development of heterogeneous and flooded oil reservoirs based on the redistribution of seepage flows within the Severo-Yangtinskoye field. As part of this work were considered; geographic and geological characteristics, geological and physical characteristics, physical and hydrodynamic characteristics and the state of development of the Severo-Yangtinskoye field; also modern methods and technologies for leveling the injectivity profile, applied at this field and evaluating the effectiveness of their application. With the help of scientific literature are studied the main methods for regulating development at a late stage of development of fields in Western Siberia. Based on the studied material of the work, the most effective runway technology was proposed for the conditions of the Severo-Yangtinskoye field. The volume of this work is 70 pages, it includes 17 drawings, 15 Tables. The main part is represented by 2 chapters, which were written using 15 sources of literature. Key words: injectivity profile alignment, Severo-Yangtinskoye field, oil, filtration, coverage, injection well, physical and chemical methods, oil extra production, fluid reduction.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ.....	7
1.1 Обзор методов увеличения нефтеотдачи пластов.....	7
1.2 Основные методы регулирования процесса добычи нефти на поздней стадии разработки.....	8
1.3 Гидродинамические методы повышения коэффициента нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений	12
1.4 Физико-химические методы регулирования разработки нефтяных месторождений.....	13
1.4.1 Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активного вещества	13
1.4.2 Вытеснение нефти растворами полимеров.....	15
1.4.3 Вытеснение нефти щелочными растворами.....	15
1.4.4 Вытеснение нефти составами химических реагентов (в том числе мицеллярными растворами).....	15
1.5 Основные методы и технологии выравнивания профиля приемистости	16
1.5.1 Применение технологии увеличения охвата пласта заводнением по площади в нефтяных месторождениях	22
1.5.2 Анализ применения технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП)	22
1.5.3 Анализ применения технологии водоизоляции через высокопроницаемые пропластки .	24
1.5.4 Анализ применения технологии очистки призабойной зоны пласта.....	24
1.5.5 Анализ применения технологии декольматации призабойной зоны пласта.....	25
ГЛАВА 2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	28
2.1 Анализ эффективности применения технологий ВПП на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении.....	32
2.1.1 Общие сведения о Северо-Янгтинском нефтяном месторождении	32
2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	35
2.3 Нефтегазоносность	38
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	42
2.5 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по керну.....	45
2.6 Характеристика текущего состояние разработки месторождения в целом	52
Проектирование разработки месторождения	55
2.7 Анализ эффективности применения ВПП на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	67
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	69

Список принятых терминов и сокращений

МУН - методы увеличения нефтеотдачи;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ДДН – дополнительная добыча нефти;

ГОС - гелеобразующий состав;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ФХМ– физико-химические методы

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ВУС - вязкоупругий состав;

СПС - сшитый полимерный состав;

ОПР - опытно-промышленные работы;

ЩПР - щелочно-полимерный раствор;

УОПЗ - увеличение охвата пласта заводнением;

ПАА - полиакриламид;

ПЗП - призабойная зона пласта;

ППД - поддержание пластового давления;

ГИС - геофизические исследования скважины;

ПОТ – потокоотклоняющая технология;

ЩПСК – щелочная полимерсуспензионная композиция;

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы научного исследования

В настоящее время нефтяные месторождения связаны со сложными условиями разработки и эксплуатации. Это связано с многими факторами, в том числе это может быть обусловлено вступлением достаточно большого числа высокопродуктивных залежей нефтяных месторождений в завершающую стадию разработки, характеризующуюся интенсивным снижением темпов выработки нефти в скважинах и резким увеличением обводненности продукции скважин.

Новые месторождения, приуроченные к породам-коллекторам с низкой проницаемостью, характеризуются сложным геологическим строением продуктивных пластов, значительными размерами водонефтяных зон и высокой вязкостью нефти. Фактически, добыча остаточных или вновь вводимых трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов связана со значительными осложнениями в процессе разработки пластов, строительства добывающих скважин и их эксплуатации. Как правило, разработка трудноизвлекаемых запасов традиционными технологиями заводнения характеризуется низкими темпами добычи углеводородов и низким коэффициентом извлечения.

Способы повышения степени выработки запасов нефти связаны с прогнозированием и предупреждением причин формирования остаточных запасов нефти. Известно, что к этим причинам относятся неоднородность строения пласта, различия свойств пластовой нефти и вытесняющего агента, которые усиливаются в условиях проявления аномально вязких свойств нефти, неоднородного поля скоростей фильтрации и градиентов давления. Все эти причины определяют преждевременный прорыв вытесняющего агента в добывающие скважины, низкие коэффициенты вытеснения нефти из пористой среды и охвата пластов дренированием.

На большинстве месторождений Западной Сибири ТРИЗ располагается в коллекторах с низкой проницаемостью, при этом породы-коллекторы характеризуются высокой степенью неоднородности. Принимая во внимание реальную ситуацию, необходимо отметить, что только широкомасштабное внедрение новых технологий и методов, значительно повышающих эффективность традиционного заводнения, снизит темп падения добычи нефти.

Одним из способов увеличения охвата пласта заводнением является применение потокоотклоняющих технологий, которые изменяют направление потока закачиваемых флюидов. Это достигается за счет увеличения фильтрационного сопротивления обводненных участков пласта путем закачки в них таких реагентов, которые при смешивании с пластовой водой образуют различные закупоривающие пробки в промытой зоне. В то же время в сильно обводненной прослойке создается гидроизоляционный экран, который отклоняет потоки воды, закачиваемой в пласт, в нефтенасыщенную прослойку, увеличивая коэффициент нефтеотдачи (КИН).

В теме научно-исследовательской работы рассматриваются гидродинамические методы, направленные на повышение коэффициента нефтеотдачи в неоднородных пластах месторождений Западной Сибири, за счёт перераспределения потоков закачиваемых жидкостей. Главными из этих методов являются потокоотклоняющие технологии (ПОТ) и выравнивание профиля приемистости (ВПП).

Целью работы является анализ эффективности применения методов и технологий выравнивания профиля приемистости на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении, находящемся на поздней стадии разработки.

Объектом исследования являются Северо-Янгтинское нефтяное месторождение.

Предмет исследования – нагнетательные скважины.

Задачи исследования:

1. Рассмотреть методы и технологии выравнивания профиля приемистости;
2. Изучить Геолого-физическую и физико-гидродинамическую характеристику продуктивных пластов Северо-Янгтинского нефтяного месторождения;
3. Оценить технологическую эффективность проведенных операций по выравниванию профиля приемистости на данном месторождении.

ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

1.1 Обзор методов увеличения нефтеотдачи пластов

В связи с быстрым развитием мировой экономики, спрос на углеводороды постоянно увеличивается. Значительное количество нефтяных месторождений мира находится на последней стадии разработки. Также, в настоящее время большое количество новых месторождений нефти приурочено к месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Разработка данных месторождений невозможна с помощью традиционных методов. Исходя из этого, существует необходимость в разработке новых методов и способов добычи нефти.

В зависимости от величины пластового давления выделяют следующие методы добычи нефти: первичные, вторичные, третичные. При первичной добыче нефти, нефть извлекается за счет естественной энергии пласта. Вторичный способ добычи нефти приходит на смену первичного, в тот момент, когда естественной энергии пласта становится недостаточно для добычи нефти. Суть данного метода заключается в организации системы поддержания пластового давления. Третичные методы добычи нефти применяются, когда эффективность применения вторичных методов добычи нефти из пластов недостаточно высока для продолжения экономически рентабельной добычи. В таком случае необходимо внедрять третичные методы для извлечения остаточных запасов нефти [15].

Третичные методы добычи нефти используются на более поздних стадиях разработки нефтяных месторождений. Такие методы можно отнести к методам увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений, которые классифицируются на [10]:

1. Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- электромагнитное воздействие на пласт;
- вытеснение нефти горячей водой;
- внутрипластовое горение.

2. Газовые методы:

- воздействие на пласт диоксидом углерода CO_2 ;
- воздействие на пласт углеводородным газом;

- воздействие на пласт азотом;
- нагнетание воздуха в резервуар.

3. Химические методы:

- методы выравнивания профиля приемистости и водоизоляции (увеличение коэффициента охвата пласта);
- методы увеличения коэффициента вытеснения нефти из пласта;
- методы комплексного действия, направленные на увеличение коэффициента вытеснения и коэффициента охвата воздействия.

4. Другие методы:

- циклическая закачка воды и газа;
- микробиологические методы;
- комбинированные методы.

1.2 Основные методы регулирования процесса добычи нефти на поздней стадии разработки

Под регулированием процесса добычи нефти следует понимать сочетание геолого-технических мероприятий (ГТМ), которые могут осуществляться без изменения или с частичным изменением в системе заводнения. При работе пласта в стационарном режиме формируется система движения вытесняющего агента по наиболее проницаемым частям пласта, при этом зоны с низкой проницаемостью остаются неохваченными заводнением.

В настоящее время существует большое количество популярных методов повышения эффективности вытеснения нефти из пластов за счет закачки: пены, с добавлением полимеров; реагентов, снижающих проницаемость отдельных высокопроницаемых промытых пропластков вытесняющим агентом; силикатно-щелочных растворов, полимерно-дисперсных систем, а также различных гелеобразующих химических составов.

Основными методами регулирования процесса добычи нефти[13]:

1. использование повышенных давлений закачки воды;
2. применение циклического воздействия на пласт;
3. уплотнение сетки скважин;
4. изменение направления фильтрационных потоков;

5. ограничение притока пластовой (попутнодобываемой) воды.
6. управление режимами работы скважин;
7. разукрупнение объектов разработки по свойствам коллектора.

Современные гидродинамические методы регулирования заводнения позволяют вовлекать в разработку зоны с не вовлеченными в разработку запасами нефти, но применение таких методов успешно только в определенных геолого-физических условиях. В условиях высокой обводненности эти методы не могут обеспечивать полного охвата пласта заводнением, что особенно влияет на эффективность гидродинамических методов на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.

В таблице 1.1 приведены основные методы регулирования процесса добычи нефти, применяемые в условиях значительной обводненности. Эти методы обычно применяются комплексно. В таблице проанализированы критерии их успешного применения, влияние на коэффициент охвата пластов, недостатки этих методов, а также условия применения относительно коэффициента обводненности (при каком проценте обводненности применяются данные методы) [5].

Таблица 1.1 - Основные методы регулирования процесса добычи нефти в обводненных пластах [6]

Название метода	Критерии применимости	Влияние на коэф. охвата пласта	Обводненность, при которой применяется %	Недостатки метода
Использование повышенных давлений закачки воды	повышение давления закачки до 0,8-0,9 от горного давления; также повышение проницаемости пласта на) 0,3 мкм ²	увеличение значений градиента давления	≤ 75-85	возможны разрывы пласта, приводящие к формированию трещин; невозможность полного охвата пласта на поздней стадии разработки месторождения
Применение циклического воздействия на пласт	наличие мощных толстых слоистых неоднородных пластов, имеющих хорошую гидродинамическую связь; наличие маловязких нефтей; гидрофильность коллектора	изменение градиента пластового давления	70-80	применение метода только на отдельных участках месторождений; при длительном использовании эффективность применения метода теряется
уплотнение сетки скважин, а также перевод НС в ряды ДС	наличие обводненных и бездействующих скважин; наличие сетки скважин, не обеспечивающей полного извлечения истощенных запасов; высокая геологическая неоднородность объектов; возможность очагового затопления	увеличение значений градиентов давления; перенос фронта вытеснения	≤80-90	значительная стоимость; сокращение срока эксплуатации скважин за счет быстрого продвижения фронта вытеснения
Изменение направления фильтрационных потоков	наличие активной системы заводнения; наличие резерва мощности насосных станций	повышения охвата пластов процессом фильтрации	≤75-85	применение метода только на отдельных участках месторождений; при длительном использовании эффективность применения метода теряется

Продолжение таблицы 1.1

Название метода	Критерии применимости	Влияние на коэф. охвата пласта	Обводненность, при которой применяется %	Недостатки метода
Ограничение притока попутнодобываемой воды	наличие систем трещин, пересекающих водоносные горизонты; низкая вертикальная проницаемость; наличие трещиноватых или пористых пластов; наличие высокопроницаемого пропластка	перераспределение и изменение направления потока закачиваемых жидкостей	>70	в пластах с низкой анизотропией и в однородных изотропных пластах применение данного метода ограничено
форсирование отбора жидкости из пластов	высокие значения продуктивности скважин и забойных давлений; наличие активной напорной системы воды; скважины, не нарушающие целостность колонны и цементного кольца; поздняя стадия разработки с высокой обводненностью	увеличение значений градиентов давления	75-90	перед применением необходимо провести работы по выравниванию профилей притока и приемистости; использование высокопроизводительных электронасосов или штанговых насосов, работающих на полной нагрузке
разукрупнение объектов разработки по свойствам коллекторов	высокие значения неоднородности пластов	уменьшение влияния неоднородности пластов	нет ограничения	метод применяется только в неоднородных пластах

Вышеперечисленные методы являются основными и также могут использоваться в комбинации с другими физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи пластов и методами интенсификации притока. Наиболее актуальными в условиях ограниченного финансирования являются технологии увеличения нефтеотдачи на существующем фонде скважин. Несомненно, внедрение новых и оптимизация существующих методов регулирования процесса добычи нефти должны основываться на более совершенном анализе процессов, происходящих в породах-коллекторах.

1.3 Гидродинамические методы повышения коэффициента нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений

Метод циклического (нестационарного) воздействия

Суть метода циклического воздействия заключается в том, что при искусственном колебании давлений в неравномерно насыщенном пласте происходит перераспределение фильтрационных потоков, направленное на выравнивание насыщения и устранение капиллярного дисбаланса на контакте обводненных и нефтенасыщенных зон. Появление знакопеременных значений давления между слоями разной насыщенности способствует ускорению капиллярной, противоточной пропитки нефтенасыщенных зон (слоев) водой - попаданию воды из зон заводнения в нефтенасыщенные зоны по порам. Этот метод заводнения применяется на нефтяных месторождениях Татарстана, Самарской области, Западной Сибири и др.

Форсированный отбор жидкостей

Форсированный отбор жидкостей применяется на более поздних стадиях разработки нефтяных месторождений, когда обводненность достигает более 75%. При этом увеличивается нефтеотдача за счет увеличения градиентов давления и скорости фильтрации, что приводит к вовлечению в разработку участков коллектора, не вовлеченных в процесс заводнения. Таким образом, суть применения технологии форсированного отбора жидкости заключается в постоянном увеличении добычи пластовой жидкости, благодаря созданию перепада давления между прослоями с различной проницаемостью. В результате нефть из низкопроницаемого пропластка втягивается в гидродинамический поток и выносится в добывающую скважину. Стоит отметить, что в Западной Сибири метод форсированного отбора жидкостей применялся на Мегионском, Мамонтовском, Самотлорском, Усть-Балыкском, Приобском, Приразломном месторождениях, и в последующие годы метод получил внедрение на месторождениях Апшеронского полуострова и сейчас данный метод применяется на многих нефтепромыслах.

Метод изменения направления фильтрационных потоков

Для того, чтобы вовлечь в разработку застойные зоны пластов, не охваченные заводнением, необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку, что достигается перераспределением отборов и закачек воды в скважины. В результате изменения закачки направление и величина градиентов давления меняются, из-за чего зоны,

ранее не охваченные заводнением, подвергаются воздействию более высоких градиентов давления, и нефть из них вытесняется в заводненную, проточную часть пластов, тем самым увеличивая нефтеотдачу. Важно отметить, что метод изменения направления фильтрационных потоков, в отличие от циклического заводнения, не требует обязательной остановки добывающих или нагнетательных скважин. При реализации способа, наряду с изменением отбора и закачки, практикуется периодическая остановка отдельных скважин или групп добывающих и нагнетательных скважин [3].

1.4 Физико-химические методы регулирования разработки нефтяных месторождений

1.4.1 Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активного вещества

Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ направлено на снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, увеличение подвижности нефти и улучшение ее вытеснения водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой, она поглощается порами, занятыми нефтью, более равномерно перемещается по пласту и лучше вытесняет нефть.

Поверхностно-активное вещество может значительно снизить межфазное натяжение на границе раздела между нефтью и водой в пласте и повысить эффективность вытеснения нефти. Полимер, в свою очередь, способствует выравниванию профиля приемистости в площади коллектора, значительно увеличивает эффективность охвата по площади и контролирует расход химикатов во время их последующей закачки. По сравнению с закачкой только раствора полимера, закачка композиции на основе поверхностно-активного вещества и полимера при одинаковых экономических условиях может дополнительно увеличить добычу нефти примерно на 5%. По сравнению с закачкой только раствора поверхностно-активного вещества, закачка композиции может предотвратить образование очагов заводнения. По сравнению с закачкой композиции на основе соды-полимера поверхностно-активного вещества, закачка композиции также имеет очевидные преимущества [1]:

- снижение эмульгирования добываемых продуктов;
- простота использования;
- снижение затрат на переработку;
- предотвращение образования накипи;

- снижение загрязнения пласта отложениями солей.

Химические реагенты используемые в данной технологии:

- Ионно-парные ПАВ

По результатам изучения влияния ионов на ПАВ HD-100 этот продукт улучшил свойства ПАВ и стал его основным компонентом, корректирующим структуру мономерной цепи. Для достижения сверхнизкого межфазного натяжения и универсальности была приготовлена композиция на основе сульфонатного поверхностно-активного вещества и неионогенного поверхностно-активного вещества. После модификации продукта его способность к промыванию нефти и антиадсорбционная способность были значительно улучшены, также повысилась солеустойчивость и устойчивость к высокому содержанию кальция и магния в пластовых водах.

- Композиция на основе анионных и неионогенных ПАВ

В соответствии с реальными условиями разработки нефтяных месторождений была разработана композиция на основе анионных и неионных ПАВ, которую можно использовать совместно с нефтяным сульфонатом. Эти продукты представляют собой в основном алкилбензолсульфонаты и олефинсульфонаты. Путем смешивания нескольких различных типов неионогенных поверхностно-активных веществ, благодаря их совместному взаимодействию с нефтяным сульфонатом, достигается сверхнизкое межфазное натяжение, хорошая десорбция и способность к промыванию нефти, тем самым увеличивается нефтеотдача. При этом серия ПАВ обладает достаточной гибкостью и отвечает современным требованиям технологий разработки нефтяных месторождений. Другими словами, соответствующие реагенты могут быть разработаны для различных соответствующих нефтяных пластов.

- Экологические ПАВ на основе жирных кислот

Этот продукт синтезируется путем обработки основного сырья (воспроизводимых жирных кислот), имеет отличное сверхнизкое межфазное натяжение, устойчивость к высокому содержанию кальция и магния в пластовых водах, хорошую устойчивость к высоким температурам и универсальность. При этом производство реагентов не имеет ограничений в виде природных ресурсов, продукт легко разлагается, производство и использование осуществляются без выбросов и загрязнения окружающей среды. Данные реагенты - перспективный продукт.

1.4.2 Вытеснение нефти растворами полимеров

Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент - полимер (полиакриламид), который обладает способностью даже при низких концентрациях значительно увеличивать вязкость воды, снижает ее подвижность.

Основное свойство полимеров – увеличивать вязкость воды. Это приводит к одинаковому снижению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и снижению условий прорыва воды из-за разницы в вязкости или неоднородности пласта. Кроме того, растворы полимеров, обладая высокой вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и сопутствующую пластовую воду. Следовательно, они взаимодействуют со скелетом пористой среды, то есть с горной породой и вяжущим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимера, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и блокируют каналы или ухудшают фильтрацию воды в них. Раствор полимера предпочтительно попадает в высокопроницаемые слои, и из-за этих двух эффектов - увеличения вязкости раствора и уменьшения проводимости среды - происходит значительное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, увеличение коэффициента охвата пласта заводнением [6].

1.4.3 Вытеснение нефти щелочными растворами

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью и породой. Когда щелочь вступает в контакт с нефтью, она взаимодействует с органическими кислотами, что приводит к образованию поверхностно-активных веществ, которые снижают межфазное натяжение на границе раздела «нефть - раствор щелочи» и увеличивают смачиваемость породы водой. Использование щелочных растворов - один из наиболее эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, приводящей к увеличению коэффициента вытеснения нефти водой [6].

1.4.4 Вытеснение нефти составами химических реагентов (в том числе мицеллярными растворами).

Мицеллярные растворы обычно гомогенны и устойчивы к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефть-в-воде или вода-в-нефти непрозрачны, неоднородны по структуре глобул и демонстрируют фазовую нестабильность.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется физико-химическими свойствами последних. В силу того, что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

Нефтяной вал вытесняет (собирает) только нефть, пропуская через себя воду. В зоне нефтяного вала скорость фильтрации нефти больше скорости фильтрации воды. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды.

Микробиологическое воздействие — это технология, основанная на биологических процессах с использованием микробных объектов. При этом закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к снижению вязкости, снижению температуры застывания нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, повышая проницаемость последних;
- биополимеры, растворяясь в воде, увеличивают ее плотность, способствуют извлечению нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породу;
- газы, которые увеличивают давление в пласте и помогают продвигать нефть к стволу скважины [6].

1.5 Основные методы и технологии выравнивания профиля приемистости

В 1950-х годах (с момента внедрения новых технологий выравнивания приемистости и водоизоляции и применения их на месторождениях, после экспериментальных исследований и полевых испытаний) технология выравнивания

приемистости и водоизоляции стала доминирующей технологией для снижения обводнения и стабилизации добычи нефти при разработке месторождений с высокой обводненностью. В то же время в качестве химикатов использовались цементные растворы для регулирования профиля (в связи с их высокой прочностью и низкой стоимостью), и данная технология давала хорошие результаты. В начале 1960-х годов начали использовать смолу для регулирования профиля и в качестве водоизолятора (из-за ее способности образовывать твердое вещество с определенной прочностью под воздействием катализатора). Преимущества применения смол – это их высокая прочность и долгий срок действия. Но имеются и недостатки – это высокая стоимость, недостаточная селективность и сложность устранения в случае неправильного использования. После 1970-х годов широко распространилось использование частично гидролизованного акриламида для выравнивания профиля приемистости. С тех пор разработка новых химических реагентов, контролирующих профиль, быстро развивалась, что в значительной степени способствовало развитию технологии выравнивания профиля приемистости нефтяных месторождений. В то же время появились новые реагенты для регулирования профиля, такие как гель с коллоидной дисперсией и гранулированный агент [8].

Можно разделить все методы на две группы, в зависимости от механизма регулирования профиля и используемого материала: селективные и неселективные. При селективном действии фазовая проницаемость для нефти увеличивается или остается постоянной, а для воды – уменьшается. В то же время, при неселективном действии проницаемость по жидкости близка к нулю. В зависимости от способа нанесения и образующегося закупоривающего материала, процесс образования закупоривающей массы может протекать по следующему механизму: затвердевание, осаждение (осадкообразование), гелеобразование, коагуляция и т. д.

На данный момент существуют некоторые типы изоляционных материалов для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин [8]:

1. Полимерные и гелевые технологии для выравнивания профиля приемистости.

В настоящее время наиболее широко используемыми закупоривающими агентами являются полимерные и гелевые агенты. Механизм действия блокирующих агентов в основном достигается за счет физического блокирования, а также адсорбции. Происходит реакция между функциональной группой полимерной цепи и сшивающим агентом, в

результате этой реакции сформированная сетчатая структура может накапливать воду в структуре кристаллической решетки и превращаться в гель. Физическая закупорка означает, что гель может эффективно служить блокированию пор и трещин и увеличивать сопротивление потоку пластового флюида, а также гель может изменять направление потока закачиваемой воды. Механизм действия имеет следующие этапы:

1) Снижение проницаемости пластов, имеющих высокую проницаемость: когда полимер входит в высокопроницаемый пласт, полимер задерживается в пласте, следовательно, проницаемость пласта уменьшается;

2) Уменьшение неоднородности нефтяного пласта: действие закупоривания пор в пласте может изменить профиль поглощения нагнетательной скважины, снизить проницаемость пласта с высокой проницаемостью;

3) Адсорбция: полярные группы адсорбируются на поверхности породы за счет химических связей, что значительно повышает сопротивление потока пластового флюида.

2. Технология выравнивания профиля приемистости цементным реагентом.

Цемент – это средство, которое раньше всего начали использовать для выравнивания профиля приемистости и водоизоляции. Этот тип продукта часто используется в сочетании с измельченной угольной золой, смолой и минеральным порошком для герметизации высокопроницаемых пластов высокопрочной оторочкой, образующейся после затвердевания. Применение цементного реагента помогает регулировать профиль поглощения жидкости, увеличивает давление нагнетания, повышает объем вытеснения и увеличения нефтеотдачи пластов. Благодаря низкой стоимости, широкому выбору источников, высокой прочности и возможности использования в коллекторах с разными температурами, использование реагентов на основе цемента для регулирования профиля в призабойных зонах очень распространено и используется до сих пор [11].

3. Технология выравнивания профиля приемистости с помощью реагента смолы.

Блокирующий агент на основе смолы после затвердевания имеет высокую прочность и, таким образом, эффективно блокирует поры и трещины в пласте. Кроме того, застывшая смола не подвержена влиянию пластовых флюидов и не вступает с ними в реакцию, поэтому она может закупоривать поры в пласте на длительное время. Смолы делятся на два типа: термопластические термореактивные смолы и термореактивные смолы.

Терморезактивные смолы (например, фенольные смолы, эпоксидные и сахарно-спиртовые) широко используются на нефтяных месторождениях в качестве неселективных агентов для регулирования профиля [11].

4. Осадкообразующие технологии для выравнивания профиля приемистости.

Согласно этой технологии выравнивания профиля приемистости и изоляции воды, в пласт закачивают поочередно два типа химических реакционных реагентов и после смешивания этих жидкостей происходит реакция осаждения, образуются осадки, блокирующие поры в пласте, или снижающие поперечность сечения порового потока. В связи с тем, что вязкость двух реакционных жидкостей низкая, закачиваемая жидкость избирательно поступает в высокопроницаемый слой, а степень воздействия на прослой средней и низкой проницаемостью ниже, за счет этого достигается лучший эффект блокировки. Наиболее часто используемыми агентами в технологиях образования отложений для выравнивания профиля приемистости являются силикат натрия-хлорид кальция, силикат натрия-хлорид магния, кремнефтористоводородная кислота силиката натрия, система силикат натрия-закись железа и т.п. Данные системы имеют некоторые преимущества, например: отличные характеристики регулирования профиля, низкая цена, удобная конфигурация, легкая доступность сырья, простота устранения закупоривания и хороший эффект блокировки [12].

5. Микробиологические технологии выравнивания профиля приемистости.

Многие микроорганизмы можно рассматривать как частицы, такие как палочка декстрина и сульфатредуцирующие бактерии. Частицы микроорганизмов обладают более высокой степенью распространения (поскольку их размер мал) и как следствие более лучшими характеристиками вытеснения. Они блокируют только высокопроницаемые пропластки, а более мелкие поры не блокируются. В основном механизмы блокировки пор данного метода, следующие [12]:

1) После того, как микроорганизмы закачиваются в пласт, они начинают быстро расти и размножаться в трещинах и порах, за счет этого большое количество бактериальных колоний эффективно снижает проницаемость породы-коллектора.

2) Микроорганизмы, попадающие в породу-коллектор, образуют большое количество отложений в процессе своей жизнедеятельности. Эти образовавшиеся солевые отложения эффективно блокируют водоносные горизонты, и могут вызывать отклонения

потока закачиваемой жидкости и перетекать в незаблокированную зону, в связи с чем повышается нефтеотдача пласта.

6. Выравнивания профиля приемистости с помощью пены.

Пенистая жидкость в порах пласта за счет эффекта сопротивления флюида и эффекта Джамена создает сопротивление фильтрации, в результате чего достигается цель регулирования профиля, и, наконец, увеличивается объем вытеснения.

Поток пенистого закупоривающего агента в пласте непостоянен, потому что в любой момент пена может разрушиться, а блокирующий механизм в разных пластах месторождений также имеет определенные отличия. Механизм действия пеноблокаторов в основном заключается в следующем:

1) Блокирование трещин в нефтяном пласте пеной: вязкость пены в пласте обычно высокая, но она уменьшается с увеличением скорости сдвига. Скорость сдвига в пласте с более высокой проницаемостью ниже, вязкость пены выше, и поэтому пенный закупоривающий агент эффективно может заблокировать большой канал в пласте.

2) Пена в пласте быстро снижает вязкость нефти после контакта с нею, и с другой стороны она может сохранять хорошую стабильность после контактирования с водой, а вязкость ее тоже будет стабильная, поэтому она может заблокировать водный пласт без закупоривания нефтяного пласта.

3) Эффект Джамейна: эффект Джамейна говорит о том, что пена способна удерживать газ и продлевать время пребывания газа в коллекторе.

4) Поверхностная активность пенообразователя: пенообразователь содержит большое количество поверхностно-активного вещества, за счет этого значительно снижается межфазное натяжение нефти и воды [12].

Актуальные проблемы технологий выравнивания профилей приемистости.

Основываясь на текущем состоянии разработки нефтяных месторождений, основные проблемы, стоящие перед технологиями выравнивания профилей приемистости, заключаются в следующем:

1) Необходимо разработать современные реагенты с термостойкостью и солеустойчивостью.

2) По мере того, как разработка месторождения постепенно входит в период высокой обводненности, оставшаяся нефть в основном распределяется и концентрируется в низко и среднепроницаемых пропластках, которые находятся далеко от нагнетательной скважины.

3) Для эффективного воздействия водоизоляционных работ необходимо применение различных реагентов [13].

К выводу можно сказать, что суть применения технологий и методов потокоотклонения и выравнивания профилей приемистости заключается в перераспределении фильтрационных потоков закачиваемой воды. Однако единого подхода для решения вопроса о перераспределении водных потоков в пластах еще не существует. В настоящее время большие усилия направлены на выравнивание профиля приемистости (ВПП) нагнетательной скважины. Однако выравнивание профилей приемистости предполагает увеличение охвата пласта заводнением по толщине за счет искусственного снижения проницаемости высокопроницаемых зон, пока в них остаются достаточные запасы нефти.

Поэтому предлагаемый подход к применению технологий перераспределения потоков закачиваемой воды заключается в следующем - прежде всего, необходимо разрабатывать запасы нефти по площади в высокопроницаемой прослойке. И после выработки запасов, необходимо переходить к разработке менее проницаемых прослоев до полного охвата всего участка месторождения. Но сами по себе ни одна технология или система не могут решить эту проблему. Для этого необходимо применить комплекс технологий, направленных на увеличение охвата пласта заводнением сначала по площади, затем по толщине.

В комплекс самых эффективных технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов за счет перераспределения в них фильтрационных потоков на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, входят:

- 1) выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин (ВПП);
- 2) увеличение охвата пластов заводнением по площадям;
- 3) изоляция притока воды через высокопроницаемые пропластки в добывающей скважине;
- 4) изоляцию подошвенной воды;
- 5) увеличение приемистости нагнетательной скважины;

б) гидрофобизацию призабойной зоны скважины.

1.5.1 Применение технологии увеличения охвата пласта заводнением по площади в нефтяных месторождениях

Технология увеличения охвата пласта заводнением по площади (УОПЗ) направлена на создание низкопроницаемого экрана на пути закачиваемой воды от нагнетательной скважины к добывающей. Изменяя направление движения закачиваемой жидкости в нефтенасыщенной зоне, для вытеснения нефти в добывающие скважины, мы приводим к увеличению охвата пласта заводнением по площади. Полевые испытания данной технологии с использованием композиций на основе щелочно-силикатного геля проводились на месторождениях Республики Коми и Западной Сибири. Стоит отметить, что работы проводились на трех объединениях, результаты которых представлены в Таблице 1.2. Средняя удельная дополнительная добыча нефти с помощью применения технологии УОПЗ составила более 1,7 тыс. тонн на одну операцию скважины.

Таблица 1.2 - Дополнительная добыча нефти от использования технологии УОПЗ [3]

Объединение	Месторождение	Количество обработок	Успешность, %	Доп. добыча нефти, тонн
ОАО «Сургутнефтегаз»	Конитловское, Родниковое, Русскинское	10	100	27715
ОАО «Ноябрьскнефтегаз»	Пограничное	1	100	1162
ОАО «Тэбукнефть»	Пашнинское, Джьерское, Западно-Тэбукское, Мичаюское, Северо-Савиноборское	13	100	12612
Итого		24	100	41489

1.5.2 Анализ применения технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП)

Технология выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин составами на основе силикатных гелей апробирована на месторождениях Западной Сибири,

Татарстана и Пермского края. Работа проводилась в девяти объединениях (таблица 1.3). Технология ВПП направлена на перераспределение гидродинамических потоков из высокопроводящей части пласта в зону с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Во время ВПП движение жидкости в зоне с высокой проводимостью замедляется, и подключаются в разработку слабо дренируемые пропластки. Средняя продолжительность эффекта ВПП составляет 7–10 месяцев. Затем профиль приемистости возвращается в состояние, близкое к исходному.

Таблица 1.3 - Дополнительная добыча нефти от использования технологии ВПП [3]

Объединение	Месторождение	Количество скважино-операций	Успешность, %	Доп. добыча нефти, тонн
ОАО «Красноленинскнефтегаз»	Талинское месторождение	16	100	39500
ОАО «Сургутнефтегаз»	Ершовское	8	100	45945
ОАО «Нижневартовскнефтегаз»	Самотлорское, Мыхпайское	27	100	119051
ТПП «Урайнефтегаз»	Даниловское, Мортымья-Тетеревское	11	100	99300
ОАО «Ноябрьскнефтегаз»	Западно-Ноябрьское, Муравленковское, Пограничное Покамасовское, Урьевское	27	93	21299
ТПП «Лангепаснефтегаз»	Южно-Покачевское, Лас-Еганское и др.	29	100	41760
ОАО «Татнефть»	Ромашкинское	24	73	17787
ООО «Лукойл-Пермнефть»		31	94	31000
ОАО «Мегионнефтегаз»	Аригольское, Мегионское, Аганское, Южно-Аганское, Мыхпайское, Максимкинское, Ватинское,	128	86	102148

Объединение	Месторождение	Количество скважино-операций	Успешность, %	Доп. добыча нефти, тонн
	Северо-Покурское, Узунское, Покамасовское, Ново-Покурское			
Итого		301		517790

1.5.3 Анализ применения технологии водоизоляции через высокопроницаемые пропластки

Технология изоляции притока воды через высокопроницаемые пласты в добывающей скважине композициями на основе щелочно-силикатного геля апробировалась на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Казахстана. Работа проводилась в пяти объединениях (таблица 1.4). Средняя удельная дополнительная добыча нефти по технологии составила более 800 тонн на одну скважину.

Таблица 1.4 - Дополнительная добыча нефти от использования технологии ИПВВП [3]

Объединение	Месторождение	Количество обработок	Успешность, %	Доп. Добыча нефти, тонн
ОАО Нижневартовск нефтегаз	Самотлорское	1	100	1692
ОАО Сургутнефтегаз	Конитловское	1	100	1594
ОАО Ноябрьскнефтегаз	Западно-Ноябрьское, Пограничное	12	93	12169
ТПП Лангепас-нефтегаз	Урьевское	1	100	411
ПФ УзеньМунайГаз	Узеньское и Карамандыбаское	187	95	154462
Итого		202		170328

1.5.4 Анализ применения технологии очистки призабойной зоны пласта

Технология очистки призабойной зоны пласта от капиллярно-связанной воды с последующим изменением смачиваемости предусматривает удаление капиллярно-

связанной воды из малопроницаемой зоны и изменение смачивания этой зоны, что увеличивает приток нефти и уменьшает поток воды.

Промысловые испытания технологии проводились на месторождениях Западной Сибири и Татарстана. Работа проводилась в пяти объединениях (таблица 1.5). Средняя удельная дополнительная добыча нефти составила около 2,4 тыс. тонн на одну операцию скважины.

Таблица 1.5 - Дополнительная добыча нефти от использования технологии очистки призабойной зоны пласта от капиллярно-связанной воды [3]

Объединение	Месторождение	Количество обработок	Успешность, %	Доп. Добыча нефти, тонн
ОАО Нижневартовск-нефтегаз	Самотлорское, Мыхпайское	32	74,4	137594
ТПП Урайнефтегаз	Северо-Дониловское, Ловинское	16	87,5	41674
ОАО Ноябрьскнефтегаз	Западно-Ноябрьское	11	81,8	9747
ТПП Лангепаснефтегаз	Нивагальское, Ключевое	11	72,7	19922
ОАО Татнефть	Ромашкинское	22	59,2	10977
Итого		92		219914

1.5.5 Анализ применения технологии декольматации призабойной зоны пласта

Технология декольматации призабойной зоны пласта направлена на повышение нефтеотдачи пластов за счет очистки призабойной зоны скважины. Его промысловые испытания проводились на месторождениях Западной Сибири, Татарстана и Республики Коми. Работа проводилась в шести объединениях, данные по четырем из них приведены в (таблице 1.6). Средняя удельная дополнительная добыча нефти составила более 600 тонн на одну скважину.

Таблице 1.6 - Дополнительная добыча нефти от использования технологии декольматации призабойной зоны пласта [3]

Объединение	Месторождение	Количество обработок	Успешность, %	Доп. Добыча нефти, тонн
ОАО Нижневартовск-нефтегаз	Самотлорское	10	100	18772
ОАО Ноябрьскнефтегаз	Западно-Ноябрьское	6	93	6492
ОАО Тэбукнефть	Западно-Тэбукское, Пашнинское, Северо-Савиноборское	34	60	14947
ОАО Татнефть	Ромашкинское	27	95	7212
Итого		77		47423

Таким образом, в результате применения перечисленных технологий перераспределения потоков закачиваемой воды было получено дополнительно 1074375 тонн нефти. Максимальная удельная технологическая эффективность достигается за счет применения комбинированной технологии изоляции забойной воды и составляет 11062 тонны дополнительной нефти на одну операцию. Технология декольматации характеризуется минимальной удельной технологической эффективностью, дополнительно добыто 616 т нефти за одну операцию.

Из всего вышесказанного можно делать следующие **выводы**:

1) Технология выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин является самой эффективной технологией, направленной на регулирование разработки неоднородных и обводненных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Она эффективно решает задачу повышения коэффициента извлечения нефти и увеличения охвата залежи процессами вытеснения при:

- больших значениях обводненности добываемой продукции (от 75%) или более высоком темпе обводнения по сравнению с плановым при текущей выработке запасов;
- наличии внутриконтурной системы поддержания пластового давления (ППД), что исключает потери реагента;
- соотношении вязкостей нефти и воды в пластовых условиях более 3–5 единиц;
- наличии невырабатываемых зон и интервалов;
- наличии суперколлекторов или развитой системы трещин, подтвержденном индикаторными исследованиями.

2) Цели и задачи технологий выравнивания профиля приемистости:

- увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков закачиваемого агента в пласт, снижения проницаемости каналов низких фильтрационных сопротивлений (НФС);
- получение дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта;
- снижение эксплуатационных затрат на добычу попутнодобываемой воды.

3) В идеальном варианте для оптимального подбора технологии и реагента, воздействующего на пласт, необходимо провести лабораторные исследования керна. Но они являются достаточно дорогостоящими, поэтому на сегодняшний день выбор технологии осуществляется исходя из представления о геологическом строении месторождения, истории его разработки и изучении опыта применения подобного рода технологий на месторождениях с аналогичным строением пластов. Имея достаточно большой набор информации о физико-химическом воздействии на пласт можно определить область применения той или иной технологии ВПП.

ГЛАВА 2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В результате обобщения и анализа геолого-промысловых данных, полученных в процессе формирования системы разработки Северо-Янгтинского нефтяного месторождения, в данной работе дана характеристика эффективности применения разных технологических методов на поздних стадиях разработки, направленных на увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов путём регулирования направления закачиваемых потоков жидкостей из высокопроницаемых зон в зоны, не охваченные заводнением.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к значительному снижению текущей добычи нефти и конечного коэффициента нефтеотдачи, к большим экономическим потерям. Становится актуальным использование современных методов оптимизации разработки месторождений, позволяющих регулировать скорость обводненности залежей.

Существенным направлением в области повышения коэффициента нефтеотдачи пласта является применение физико-химических методов воздействия на пласт, которые реализуются путем проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости и снижению давления закачиваемой жидкости ниже давления гидроразрыва пласта.

Одной из основных задач, которую решает выравнивание профиля приемистости (ВПП) является корректировка кинематики потоков нагнетаемого агента путем локализации системы высокопроводящих каналов и искусственных трещин, с целью задействования запасов, сосредоточенных в прослоях и зонах не охваченных выработкой. Такого результата можно достичь путем целенаправленного тампонирувания физико-химическими составами, с поддержанием давления закачки на уровне, исключающем образование техногенной трещиноватости. В большинстве случаев происходит перераспределение потоков, т.е. снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых интервалов, а иногда и их полная изоляция и, как следствие, ввод в эксплуатацию ранее недренированных интервалов коллектора.

Физико-химические методы увеличения коэффициента извлечения нефти применяются на некоторых месторождениях Западной Сибири, таких как: Северо-Янгтинское месторождение, Вынгапуровское месторождение, Вынгаяхинское месторождение, Еты-Пуровское месторождение, Суторминское месторождение, Романовское месторождение и другие. На продуктивных пластах перечисленных

месторождений апробирован широкий спектр технологий увеличения коэффициента извлечения нефти. Характер всех обработок заключается в повышении фильтрационного сопротивления высокообводненных интервалов путем нагнетания в пласт через нагнетательные скважины слабоконцентрированного полимерного раствора.

Механизм воздействия заключается в создании фильтрационных барьеров для воды в высокопроницаемых, водонасыщенных или выработанных зонах залежи. В качестве потокоотклоняющих технологий применяются дисперсные, полимер-дисперсные, эмульсионно-дисперсные композиции, гелеобразующие составы, сшитые полимерные системы, эмульсионные системы, осадкообразующие и комплексные составы. Применяемые технологии – сшитые полимерные системы (СПС), вязко-упругая система (ВУС), гелеобразующий состав (ГОС), а также комплексные на основе ВДС, ЩПСК, ППС, ЭС, ВУС и ПАВ.

Основные технологии и композиции для ВПП – КПС, НКПС, ЩПСК+ПАВ, GL-system, ВУС+ЭС+ПАВ, ВДС+ВУС+ПАВ, RD-agent+CL-system, Термогель+ПАВ, GD-system, ГОС, ГОС-1.

Цель применения перечисленных технологий и входящие в состав каждой из них компоненты проведены в таблице 2.1 [11].

Таблица 2.1 - Перечень применяемых технологий ВПП, компонентный состав и их направленность воздействия на пласт

Технология	Цель воздействия на пласт	Расшифровка названия	Компоненты входящие в состав
ГОС ГОС1	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	гелеобразующий состав	полимер, сшиватель, ПАВ, кислота
СКС	увеличение приемистости, очистка ПЗП	соляно-кислотный состав	смесь соляной, монохлоруксусной, хлоркарбонатной кислот и модифицирующих добавок
СПС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	сшитые полимерные системы	полимер, сшиватель, ПАВ, кислота
ВДПС (ЩПСК)	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	волокнисто-дисперсные полимерные системы	полимер, древесная мука, глинопорошок
ВУС	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтр-ных потоков	вязко-упругая система	полимер, сшиватель, ПАВ
СПГ	выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков	силикатно-полимерный гель	силикат натрия, кислота, полимер
Комплексные составы на основе ВУС, ЭС, ВДС, ПАВ	увеличение приемистости, проницаемости, очистка ПЗП+ выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтр-ных потоков	ПАВ-кислотное воздействие+ сшитые полимер. системы	-

Технология ВДПС (ЩПСК) направлена на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин и повышение коэффициента охвата пласта с одновременным регулированием параметров нефтевытеснения и нефтеизвлечения. В ходе реализации технологии ЩПСК применяются следующие реагенты: глина бентонитовая ПБМГ, полиакриламид Сода Na₂CO₃PDA-1004, бактерицид «Биолан», кислота соляная 24%, кислота плавиковая 40%, нефтенол ВВД. Данные реагенты закачиваются последовательно – сначала производят закачку ПБМГ (ПБМВ), потом закачивают щелочной агент (соду),

затем полимер (ПАА), и потом бактерицид. Допускается чередующийся ввод соды и полимера, а также ввод бактерицида в последнюю порцию полимера.

Для скважин с достаточно низкой приёмистостью ($<200 \text{ м}^3/\text{сут}$), предпочтительнее композиции (DI-AGent +CL-System), если же приёмистость по скважине изменяется от 200 до $250 \text{ м}^3/\text{сут}$, то рекомендуется технология (RD-AGent+CL-System). По некоторым скважинам приёмистость превышает $550\text{-}600 \text{ м}^3/\text{сут}$, что может объясняться либо значительной толщиной эффективной части пласта, либо наличием техногенной или естественной трещиноватости. Для таких скважин предлагается комплексная технология CD-System.

Для скважин приёмистостью ниже $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ применяются комплексные технологии, дополнительно направленные на очистку ПЗП и интенсификацию притока жидкости.

Основой выбора того или иного метода воздействия является его соответствие критериям применимости к данному пласту по геолого-физическим особенностям.

Основные критерии применимости технологий выравнивания профиля приемистости и условия применения каждой из этих технологий приведены в следующей таблице (таблица 2.2) [9].

Таблица 2.2 - Критерии применимости технологий выравнивания профиля приемистости

Наименование критерия	Технологии						
	ЭСС, ЭС, ЭОС	СПС ГОС	ПКВ, КМЭ, КПАС	СПС-АС	ВУС	ВДС, ВДПС, СПДС	Комбинированные
Тип коллектор	Терригенный полимикто-вый неоднородный	Терригенный карбонатный	Терригенный карбонатный	Терригенный карбонатный	Терригенный карбонатный	Терригенный	Терригенный карбонатный
Вид коллектора	поровый, порово-трещиноватый	поровый	порово-трещиноватый	поровый, порово-трещиноватый	порово-трещиноватый	порово-трещиноватый	поровый, порово-трещиноватый
Стадия разработки	3 или 4	3 или 4	3 или 4	не рет-ся	3 или 4	3 или 4	3 или 4
Средняя обводненность по участку, %	-	до 95	70	20-98	до 90	>70	до 95
Проницаемость, мкм ²	0,05-0,5	0,03-0,5	0,02-0,2	0,02-2,0	0,03-0,3	0,05-1,0	0,03-0,5
Песчаность, дол.ед.	<0,2	<0,5	0,1-1	-	<0,5	<0,2	-
Коэффициент расчлененности	>3	>2	1,0-10	>2	>2	>4	-
Пластовая температура, °С	до 85-90	до 120	до 100	до 100	до 90	80	40-85
КИН тек., дол.ед.	0,1-0,3	0,2	0,2	-	-	-	-
Прием-сть нагн.скв., м ³ /сут	до 500	300-700	50-200	>150	300-700	>250	-
Толщина пласта, м	до 25	до 30	до 30	-	до 30	до 50	до 30

2.1 Анализ эффективности применения технологий ВПП на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении

2.1.1 Общие сведения о Северо-Янгтинском нефтяном месторождении

В административном отношении Северо-Янгтинское нефтяное месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. На территории месторождения населенных пунктов нет, ближайшим является г. Муравленко, расположенный в 50 км к югу. Базовый г. Ноябрьск с железной дорогой и аэропортом расположен в 120 км к югу от района работ.

Северо-Янгтинское нефтяное месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой. Ближайшие разрабатываемые месторождения Муравленковское, Крайнее, Умсейское и Суторминское соединены автодорогами с твердым покрытием.

Действующий нефтепровод «Меретояхинское-Муравленковское» расположен в 3 км от Северо-Янгтинского месторождения (рисунок 2.1).

Экономическим и индустриальным центром в рассматриваемом районе является г. Ноябрьск, расположенный в 120 км к югу от месторождения. Города Тюмень – Ноябрьск – Пурпе-Тарко-Сале – Новый Уренгой связаны автомобильной дорогой с твердым покрытием постоянного пользования и железнодорожной магистралью, проложенными в одном географическом «коридоре». В г. Ноябрьск имеется аэропорт, способный принимать большегрузные самолеты типа Ил-86, Боинг-757 и вертолеты типа Ми-26. Электроснабжение в районе месторождения осуществляется от линии электропередачи Тюмень-Сургут-Нижневартовск от Сургутской ГРЭС. Источником временного водоснабжения для небольших групп потребителей, а также для технических целей могут служить воды четвертичных отложений. Как источник водоснабжения для населенных пунктов воды четвертичных отложений можно рекомендовать только при соблюдении зон санитарной охраны [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

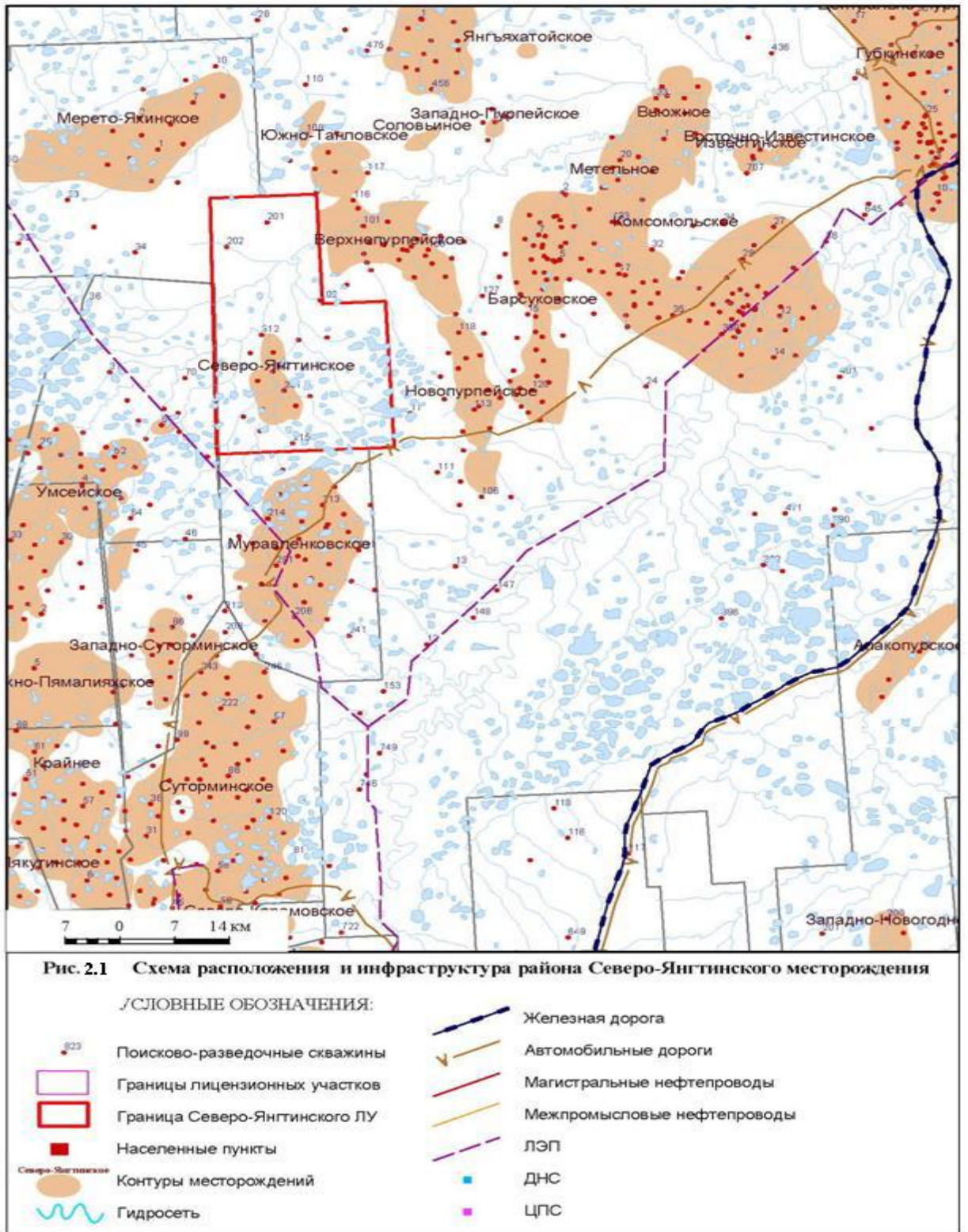


Рисунок 2.1 – Обзорная схема района Северо-Янгтинского нефтяного месторождения

В Сургутском районе (Северо-Янгтинское месторождение) выявлены промышленные запасы торфа, а также гравия, песка, керамзитовых глин и других видов строительных материалов, которые используются в процессе обустройства месторождений, строительства автодорог, оснований под кустовое бурение, в промышленном и гражданском строительстве.

Северо-Янгтинское нефтяное месторождение по величине запасов нефти является средним. Расположено на территории одного лицензионного участка.

Лицензия СЛХ № 02134 НЭ от 19.06.2008 г. сроком до 31.12.2079 г. выдана АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Климат района резко континентальный с продолжительной суровой зимой и сравнительно коротким, но теплым летом. Характерны резкие колебания температур в течение года, месяца и даже суток. Среднегодовое количество осадков 475-500 мм, из которых около 400 мм выпадает в теплый период с апреля по октябрь. Безморозный период продолжается 85 дней, а период устойчивых морозов – в среднем 185 дней, в т.ч. с температурой ниже - 15 °С около 135 дней. Господствующее направление ветров: зимой – южное, юго-западное, летом – северное, северо-восточное. Скорость ветра достигает 25 м/с. Устойчивый снежный покров держится в среднем 220 дней в году, толщина его достигает 70-80 см на открытых участках, в лесу – 1,5 м. Глубина промерзания почвы составляет 0,7-2,0 м.

2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Планомерное изучение геологического строения Среднего Приобья начато с 1947 г. В период с 1947 по 1957 г. геолого-геофизические исследования носили региональный характер: поиски крупных положительных тектонических элементов и выяснение общих закономерностей в геологическом строении района.

На 01.01.2021 г. на территории Северо-Янгтинского ЛУ пробурено 23 поисково-разведочные и поисково-оценочные скважины, средняя глубина которых составляет 2933м, из них 20 скважин Северо-Янгтинского месторождения, 2 скважины (№№ 215R и 233R) Муравленковского и 1 скважина (№ 102R) Верхнепурпейского месторождений.

Открыты залежи нефти в пластах БС10¹, БС10², БС11, ЮС1.

Поисково-разведочное бурение в пределах Северо-Янгтинского поднятия начато в 1985 г. Первая поисковая скв. 301R заложена в 1985 г. в юго-восточной части структуры, в соответствии с проектом на поисково-разведочное бурение и стала первооткрывательницей месторождения. При испытании из пласта БС11 получен непереливающий приток нефти с пластовой водой (дебит нефти 12,8 м³/сут, воды – 5,5 м³/сут).

По состоянию на 01.01.2021 г. на территории месторождения всего пробурено 111 скважин, из них 17 разведочных, 6 поисково-оценочных, 56 эксплуатационных наклонно-направленных, 32 с горизонтальным окончанием. В консервации находится 4 скважины.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями верхней части сортымской свиты нижнего мела (пласты БС10¹, БС10² и БС11) и терригенными отложениями верхней части васюганской свиты верхней юры (пласт ЮС1).

По состоянию на 01.01.2021 г. по Северо-Янгтинскому нефтяному месторождению в пределах лицензионного участка и нераспределенного фонда недр, на государственном балансе по категории АВ₁+В₂ числится 43358 тыс. т. начальных геологических (НГЗ) и 14497 тыс. т. начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти.

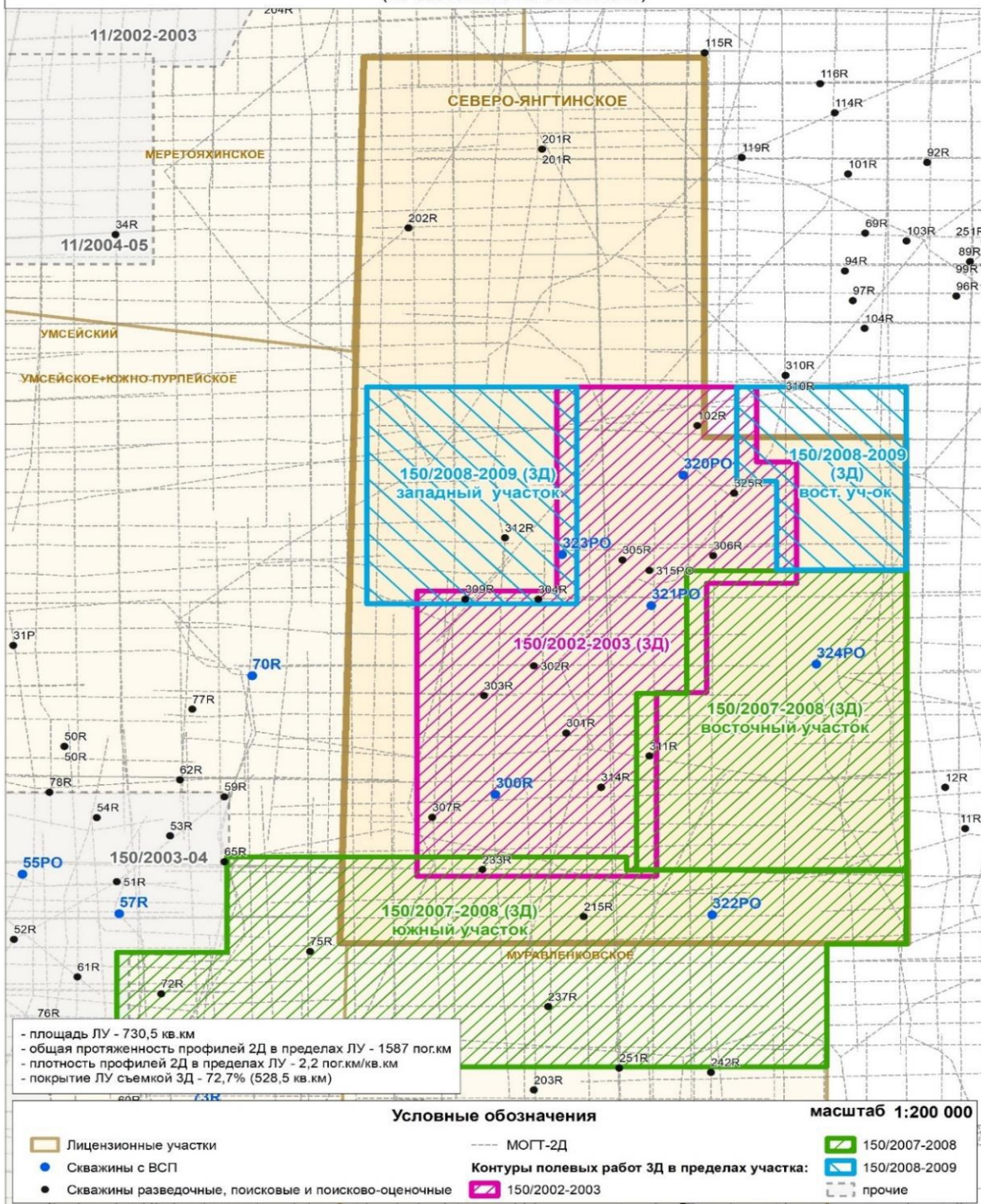
По состоянию на 01.01.2021 г. отобрано 4 580 тыс. т нефти и 36 539 тыс. т. жидкости. Степень выработки начальных извлекаемых запасов нефти, числящихся на Государственном балансе, составила 37,5% по категории АВ₁, обводненность продукции 97,6 %, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,13 д. ед., при утвержденном – 0,344 д. ед. КИН от НГЗ промышленных категорий, представленных на проектирование после пересчета 0,305 д.е.

С начала разработки закачано 32 489 тыс. м³ воды, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составляет 86,9 %, текущая – 96,2 %.

По состоянию на 01.01.2021 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин составлял 23 ед., нагнетательных – 17 ед., в действующем фонде 22 добывающих и 17 нагнетательных скважин [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

СЕВЕРО-ЯНГТИНСКИЙ (СЛХ02134НЭ)

Схема геолого-геофизической изученности
(по состоянию на 01.01.2021)



Подготовила Ядрихинская Е.Б.

Рисунок- 2.2 Схема геолого-геофизической изученности

Добыча нефти в 2020 г. составила 43,3 тыс. т, жидкости – 1 841,3 тыс. т, закачка воды – 1 772,0 тыс. м³, темп отбора от НИЗ – 0,41%, от ГИЗ –0,72% по категории АВ1. Среднегодовой дебит скважин по нефти составил 7,9 т/сут, жидкости – 333,6 т/сут, приемистость – 485,1 м³/сут.

2.3 Нефтегазоносность

По схеме нефтегазогеологического районирования Северо-Янгтинское месторождение находится в переходной зоне, на сочленении Надым-Пурской и Среднеобской нефтегазоносных областей, Губкинского и Ноябрьского нефтегазоносных районов на территории с высокой плотностью потенциальных запасов углеводородов.

Промышленная нефтеносность Северо-Янгтинского месторождения установлена в терригенных отложениях сортымской свиты нижнего мела и связана с регионально продуктивными в Ноябрьском регионе пластами БС101, БС102 и БС11. В юрских отложениях нефтеносность установлена в пласте ЮС1 васюганской свиты. Ниже приводится схема совмещенных контуров (рисунок 2.3) и общая характеристика залежей (таблица 2.3). Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС приведена в таблице 2.3 [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

Таблица 2.3 – Общая характеристика залежей нефти Северо-Янгтинского нефтяного месторождения

Пласт	Залёжь	Тип залежи	Размер залежи, км×км	Площадь залежи, тыс. м ²	А.о /глубина залегания кровли, м	А.о. ВНК, м	Высота залежи, м
БС10 ¹	р-н скв. 304Р	Пластовая сводовая	2,2×1,6	2796	-2521/2604	-2527,3	10,8
	р-н скв. 323ПО	Пластовая сводовая	2,6×1,6	2812	-2514,8/2601	-2518,5	13,5
БС10 ²	р-н скв. 315ПО	Пластовая сводовая	13,0×4,5	54554	-2550/2632	-2567,3+-4,4	25,6
	Основная	Пласт. свод. литол. экр.	8,2×7,0	39668	-2550/2633	-2570+-2,5	26,7
БС11	р-н скв. 320ПО	Пластовая сводовая	2,0×1,6	2501	-2587/2670	-2592,0	8,0
	р-н скв. 323ПО	Пластовая сводовая	3,4×2,0	4705	-2582/2668	-2588,0	21,5
	Основная	Пластовая сводовая	10,0×7,4	48321	-2582/2684	-2611+-2	27
ЮС1	р-н скв. 322ПО	Пластовая сводовая	2,5х2,0	3973	-3043,8/3145,2	-3048,7	6,7

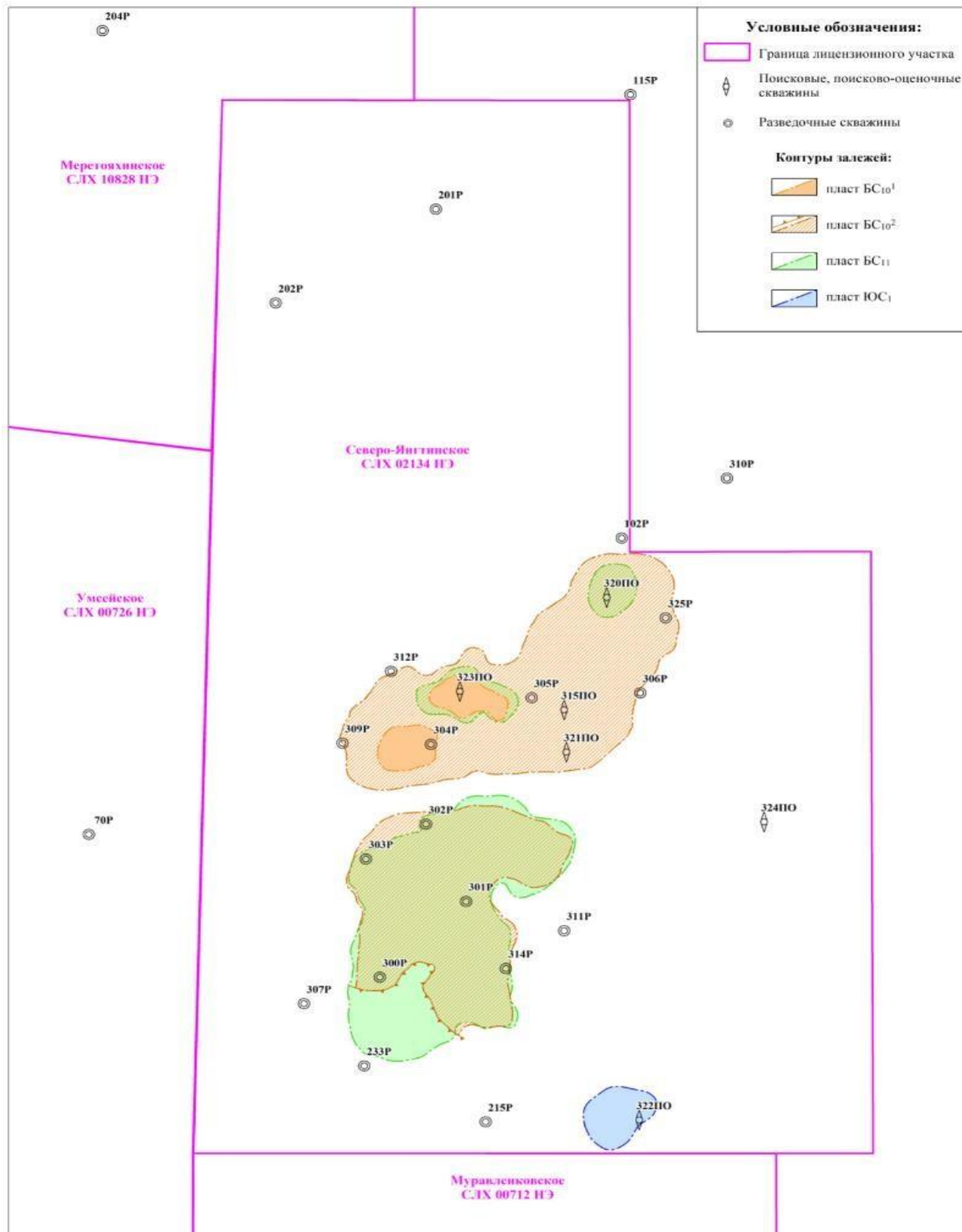


Рисунок 2.3 - Схема совмещенных контуров продуктивных пластов Северо-Янтинского месторождения

Таблица 2.4 – Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС Северо-Янгтинского нефтяного месторождения

№ п/п	Параметры	БС10 ¹			БС10 ²			БС11				ЮС1
		р-н скв. 323ПО	р-н скв. 304Р	Всего	Основная залежь	р-н скв. 315ПО	Всего	Основная залежь	р-н скв. 323ПО	р-н скв. 320ПО	Всего	р-н скв. 322ПО
1	Общая толщина											
	количество скважин	4	1	5	41	14	55	41	7	1	49	1
	минимальное значение, м	6,8	8,1	6,8	1,1	0,6	0,6	20,6	17,6	15,9	15,9	1,6
	максимальное значение, м	7,3	8,1	8,1	21,3	22,1	22,1	34,0	38,5	15,9	38,5	1,6
	среднее значение, м	7,1	8,1	7,3	13,2	6,9	11,6	27,5	30,2	15,9	27,6	1,6
2	Эффективная толщина											
	количество скважин	4	1	5	41	14	55	41	7	1	49	1
	минимальное значение, м	2,6	6,7	2,6	1,1	0,6	0,6	12,3	13,6	13,0	12,3	1,6
	максимальное значение, м	6,1	6,7	6,7	11,7	7,2	11,7	26,1	27,4	13,0	27,4	1,6
	среднее значение, м	4,8	6,7	5,1	5,6	2,6	4,8	19,7	20,6	13,0	19,6	1,6
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина											
	количество скважин	4	1	5	41	14	55	40	6	1	49	1
	минимальное значение, м	2,6	3,9	2,6	1,1	0,6	0,6	3,5	2,4	3,9	2,4	1,6
	максимальное значение, м	6,1	3,9	6,1	11,7	4,9	11,7	18,5	14,9	3,9	18,5	1,6
	среднее значение, м	4,1	3,9	4,0	4,5	2,1	3,9	10,4	8,1	3,9	9,8	1,6
4	Коэффициент песчанистости											
	количество скважин	4	1	5	41	14	55	41	7	1	49	1
	минимальное значение, д. ед.	0,38	0,83	0,38	0,18	0,16	0,16	0,51	0,57	0,82	0,51	1,00
	максимальное значение, д. ед.	0,85	0,83	0,85	1,00	1,00	1,00	0,85	0,77	0,82	0,85	1,00
	среднее значение, д. ед.	0,67	0,83	0,70	0,45	0,57	0,48	0,71	0,69	0,82	0,71	1,00
5	Коэффициент расчлененности											
	количество скважин	4	1	5	41	14	55	41	7	1	49	1
	минимальное значение, ед.	3	3	3	1	1	1	7	9	7	7	1
	максимальное значение, ед.	5	3	5	19	11	19	33	18	7	33	1
	среднее значение, доли ед.	4	3	4	5	3	5	12	12	7	12	1
6	Коэффициент начальной нефтенасыщенности											
	количество скважин	4	1	5	35	7	42	36	6	1	43	1
	минимальное значение, д. ед.	0,41	0,52	0,41	0,41	0,40	0,40	0,38	0,43	0,49	0,38	0,66
	максимальное значение, д. ед.	0,51	0,52	0,52	0,68	0,47	0,68	0,63	0,61	0,49	0,63	0,66
	среднее значение, д. ед.	0,46	0,52	0,48	0,51	0,44	0,49	0,51	0,53	0,49	0,51	0,66

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

При характеристике физико-литологических особенностей продуктивных пластов использовались результаты лабораторного исследования керна, выполненного в ОАО «Тюменская центральная лаборатория» и лаборатории ОАО «СИБНИИ НП».

Пласт БС10¹

Разрез пласта представлен преимущественно песчаниками, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Текстура массивная и слоистая. На керне в песчаных прослоях отмечаются признаки нефтенасыщения. Коллектора представлены, преимущественно, песчаниками мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми. Суммарное содержание карбонатов (определено объёмным методом) для пород пласта составляет: 0,2 - 45,2 % (среднее 7,4 %), по коллектору - в пределах 0,5 - 45,2 % (среднее 7,3 %).

По результатам петрографического описания пород по 17 шлифам в пяти скважинах обобщённое минерально-пирокластическое содержание обломочной части составило: кварц 43%, полевые шпаты 36%, обломки пород 4%, слюда 17%. Содержание гранулометрических фракций для всех образцов составило: песчаной – 59%, алевритовой – 28% и пелитовой 13 %, по образцам коллектора содержание фракций следующее: песчаной – 74%, алевритовой – 20% и пелитовой 6%

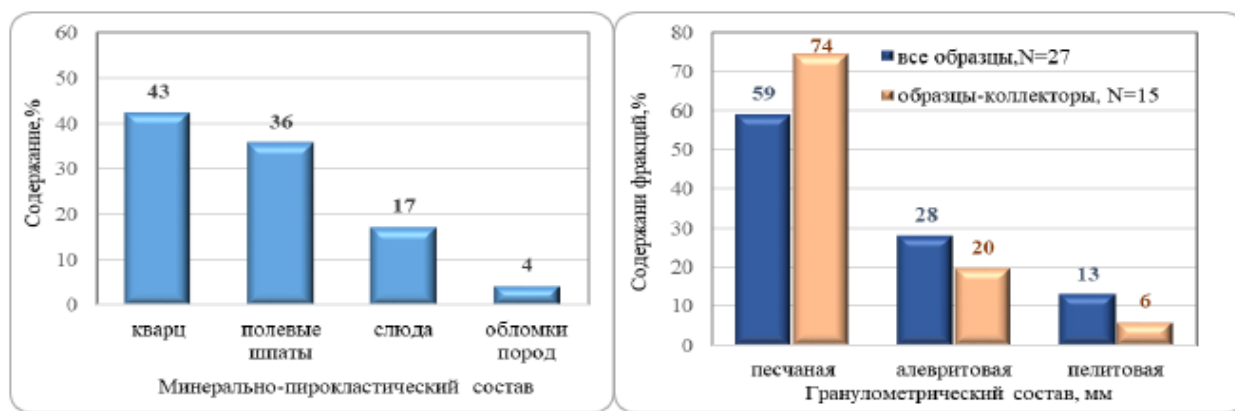


Рисунок 2.4 - Гистограммы распределения минерально-пирокластического и гранулометрического составов фракций пласта БС10¹ Северо-Янгтинского месторождения

Пласт БС10²

Разрез пласта представлен неравномерным переслаиванием алевролитов и аргиллитов с песчаниками, наблюдаются включения углисто-глинистого и углисто-

слюдистого материала, текстура слоистая, часто нарушена биотурбацией. На керне в песчаных и алевролитовых прослоях отмечаются признаки нефтенасыщения.

Коллектора представлены песчаниками, преимущественно мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми. Суммарное содержание карбонатов для всех 86 образцов пород пласта составляет 0,2 - 41,2% (среднее 6,1%), по 26 образцам коллектора: 0,3 - 29,3% (среднее 9,3%). Петрографическое описание пород проведено по 10 шлифам в четырех скважинах. Минерально-пирокластическое содержание обломочной части составило: кварц 42%, полевые шпаты 34%, обломки пород 20%, слюда 5%. Гранулометрический состав фракций пород в целом по пласту для всех образцов: песчаной – 35 и 49%, алевролитовой – 52 и 43% и пелитовой 13 и 8%.

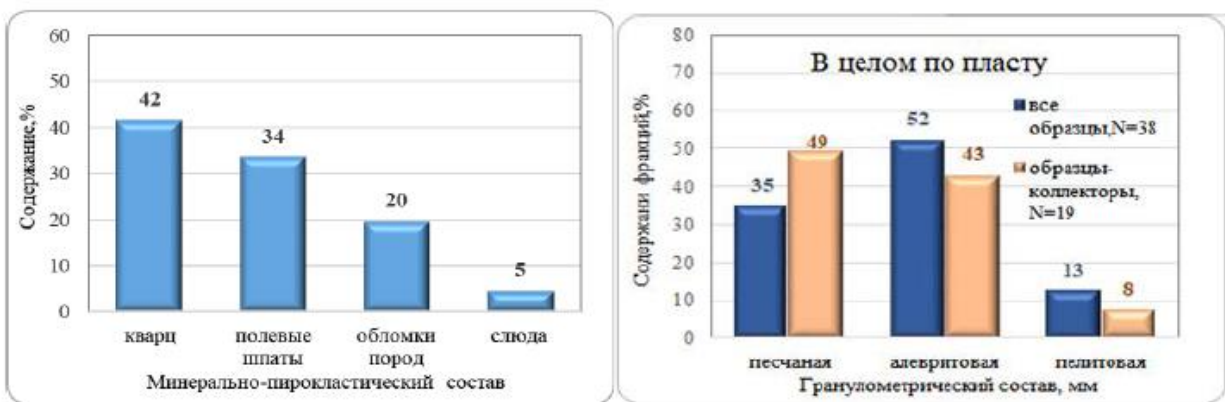


Рисунок 2.5 - Гистограммы распределения минерально-пирокластического и гранулометрического составов фракций продуктивного пласта БС10² месторождения **Пласт БС11**

Разрез пласта представлен неравномерным переслаиванием алевролитов и песчаников, и неравномерным переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Текстура массивная и слоистая, иногда отмечаются следы роющих организмов. На керне в прослоях песчаников и алевролитов наблюдаются признаки неравномерного нефтенасыщения.

Коллектора представлены песчаниками мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми, мелко-крупнозернистыми. Суммарное содержание карбонатов для всех 111 образцов пород пласта составляет 0,2 - 41,8% (среднее 5,2%), по 80 образцам коллектора: 0,2 - 41,4% (среднее 5,0 %). Петрографическое описание пород проведено по пятнадцати шлифам в четырех скважинах. Минерально-пирокластическое содержание обломочной части составило: кварц 41%,

полевые шпаты 36%, обломки пород 16%, слюда 6%. Содержание основных гранулометрических фракций пород в целом по пласту, составляет: песчаная – 65 и 69%, алевритовая – 28 и 25% и пелитовой 7%.

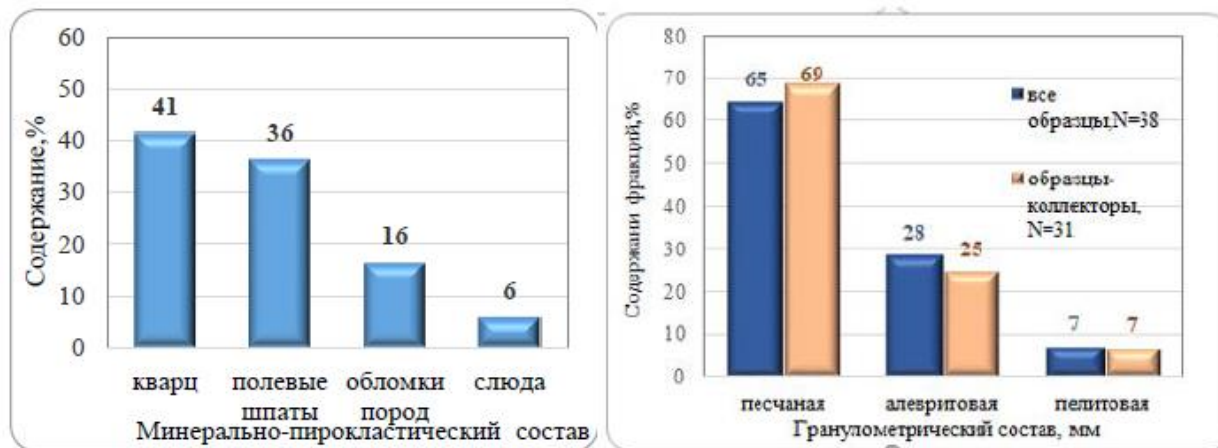


Рисунок 2.6 - Гистограммы распределения минерально-пирокластического и гранулометрического составов фракций продуктивного пласта БС11

Пласт ЮС1

Разрез пласта представлен частым и неравномерным переслаиванием алевролитов и аргиллитов с подчинённым количеством песчаных прослоев. Текстура слоистая, нарушена интенсивной биотурбацией. В песчанике отмечаются признаки нефтенасыщения. Суммарное содержание карбонатов: 1,1 - 9,3%, в среднем 3,8%, по образцам коллектора в среднем 5,1%.

Петрографическое описание породы проведено по пяти шлифам скважины 322РО. Обобщённое минерально-пирокластическое содержание составило: кварц 44%, полевые шпаты 32%, обломки пород 20%, слюда 4%. Гранулометрический состав (14 образцов): песчаная фракция – 23%, алевритовая – 46% и пелитовая – 31%, по образцам коллектора: песчаная – 60%, алевритовая – 30% и пелитовая 10% [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

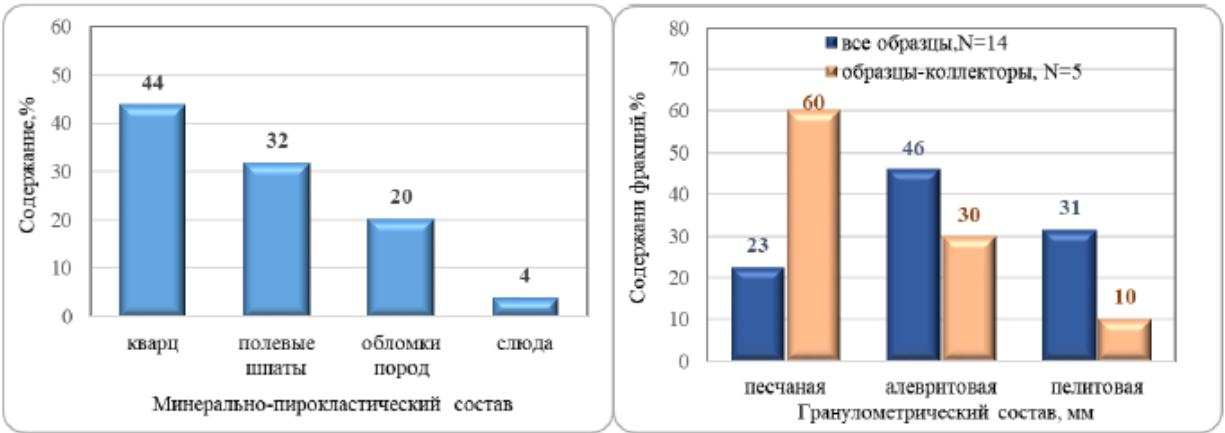


Рисунок 2.7 - Гистограммы распределения минерально-пирокластического и гранулометрического составов фракций продуктивного пласта ЮС1

2.5 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по керну

По пласту БС10¹ фильтрационно-емкостные свойства исследованы на образцах керна, отобранного из проницаемой части пласта восьми скважин.

С учётом граничных значений коллектора, коэффициенты открытой пористости образцов пород изменяются от 15,2 до 22,7%, среднее значение пористости 18,7% (всего 168 опр.), проницаемость (166 опр.) изменяется от 1,11 до 517,6 мД, среднее значение 91,6 мД, значения водоудерживающей способности (131 опр.) находятся в пределах 21,0 - 60,8 % (среднее 34,2%), остаточная водонасыщенность (12 опр.) в среднем составляет 30,4%, меняется в пределах 21,6 - 42,3%. (Рисунок 2.8) Образцы пород-коллекторов пласта БС10¹ относятся, преимущественно, к IV классу коллекторов по классификации А.А. Ханина.

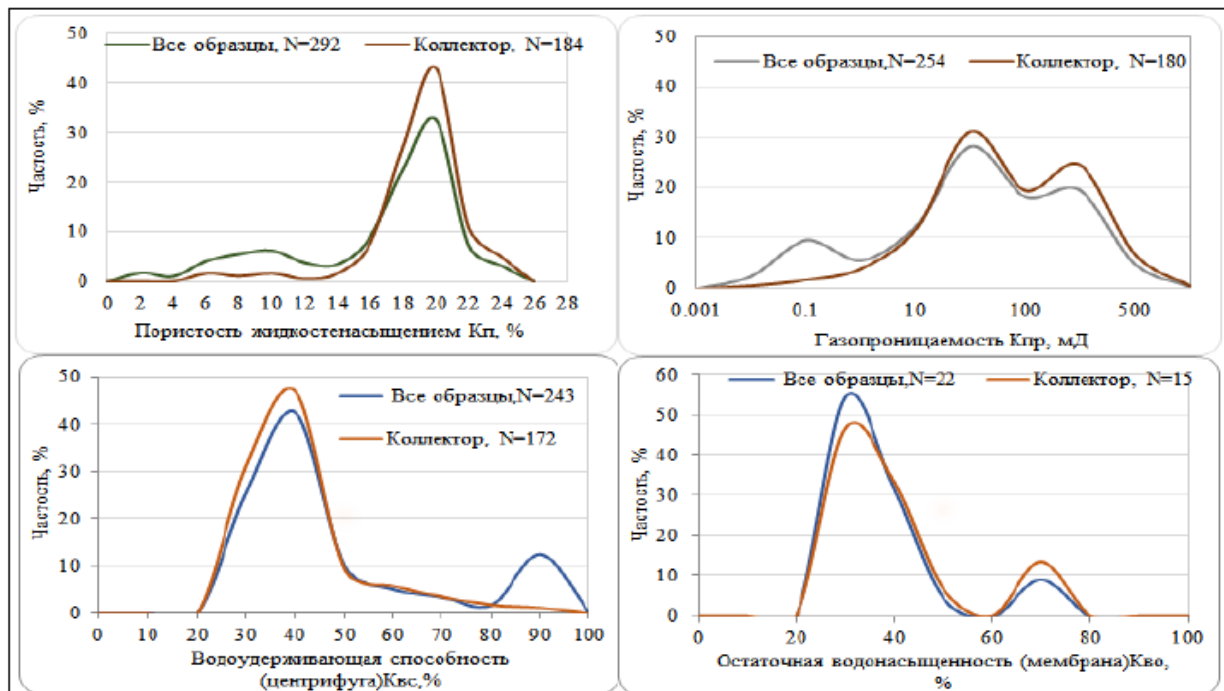


Рисунок 2.8 - Гистограмма распределения ФЕС по данным лабораторных исследований образцов керн пласта БС10¹ Северо-Янгтинского месторождения

По пласту БС10² фильтрационно-емкостные свойства исследованы на образцах керн из проницаемой части по 11 скважинам.

С учётом граничных значений коллектора, коэффициент открытой пористости (136 опр.) изменяется от 15,1 до 21,7% и в среднем составляет 18,6%, проницаемость (127 опр.) изменяется от 0,83 до 335,36 мД, в среднем - 52,92 мД, водоудерживающая (112 опр.) способность меняется от 21,2 до 63,0% (среднее 41,3%), остаточная водонасыщенность (30 опр.) находится в пределах 18,2-50,1%, среднее значение - 32,1% (рисунок 2.9).

Образцы пород-коллекторов по классификации А.А. Ханина относятся, преимущественно, к IV классу коллекторов.

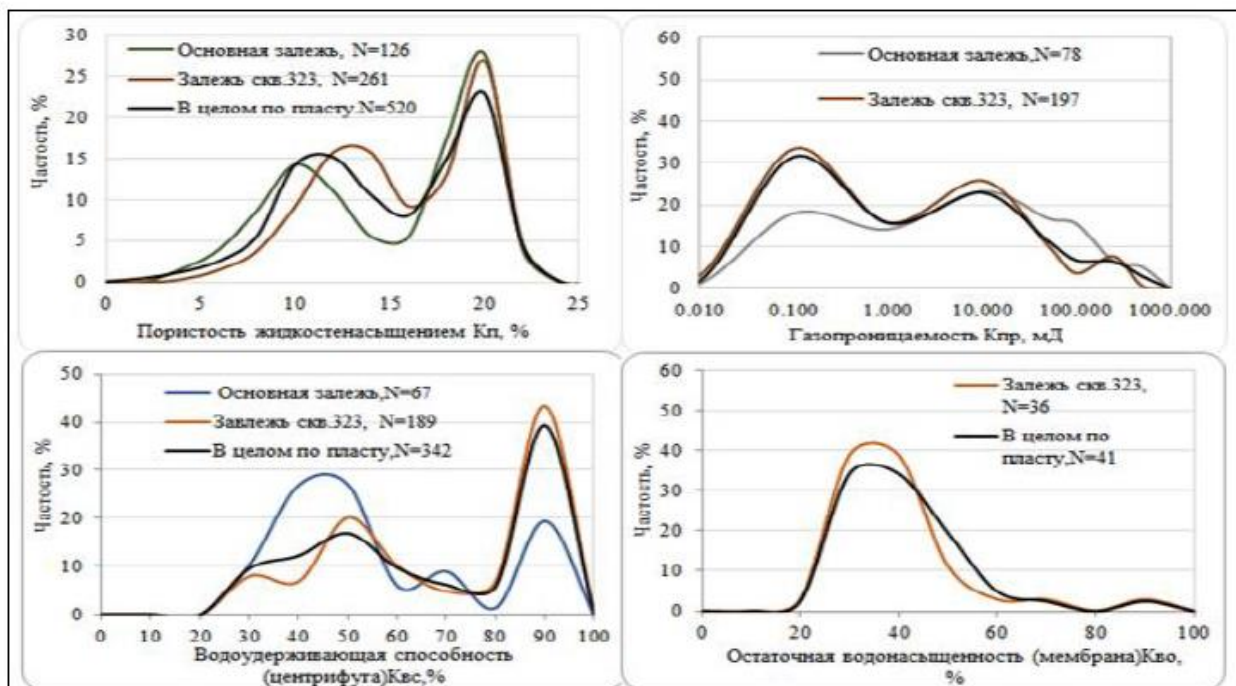


Рисунок 2.9 - Гистограмма распределения ФЕС по данным лабораторных исследований образцов керна пласта БС10² Северо-Янгтинского месторождения

По пласту БС11 фильтрационно-емкостные свойства изучены на образцах керна 14 скважин.

С учётом граничных значений, коэффициенты открытой пористости образцов проницаемой части пласта принимают значения от 15,1 до 21,3%, среднее значение пористости составило 17,9% (по 388 опр.), проницаемость (372 опр.) изменяется от 0,90 до 1030,30 мД, среднее значение 113,4 мД, водоудерживающая способность (314 опр.) варьирует от 16,4 до 63,7% (среднее 35,3%), остаточная водонасыщенность (88 опр.) находится в диапазоне от 14,3 до 61,%, среднее - 32,2% (рисунок 2.10).

В целом, по пласту БС11 образцы-коллекторы по классификации А.А. Ханина относятся к IV классу.

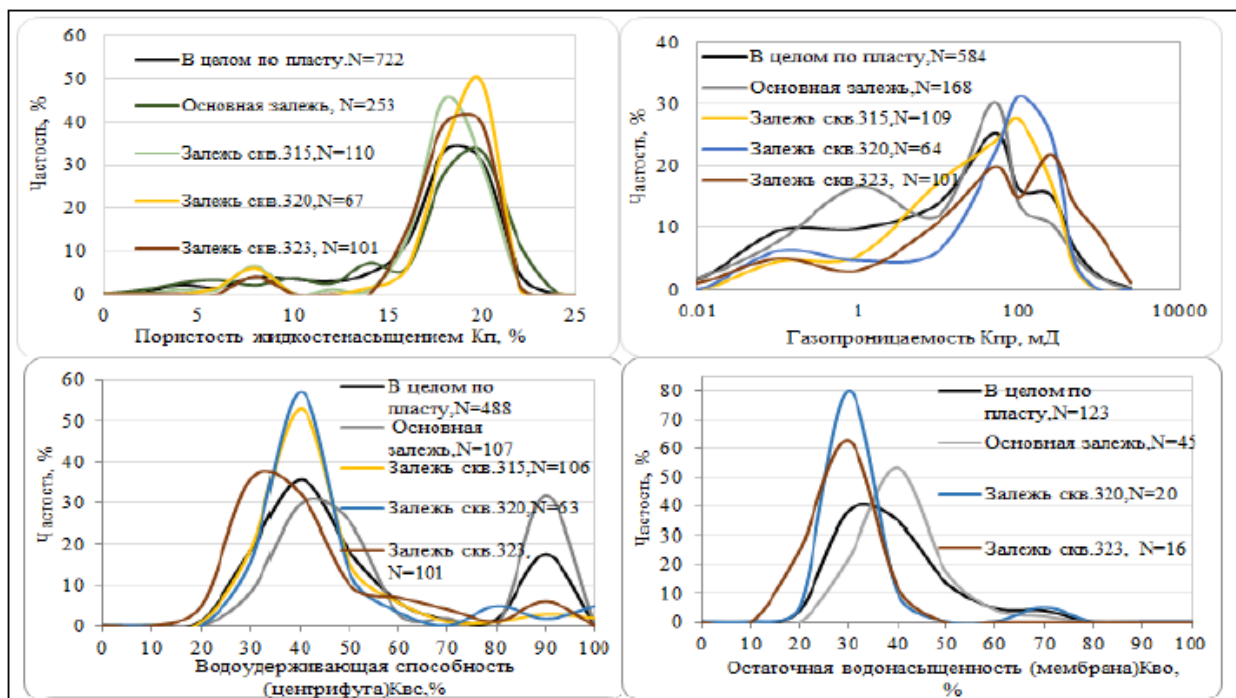


Рисунок 2.10 - Гистограмма распределения ФЕС по данным лабораторных исследований образцов керна продуктивного пласта БС11 Северо-Янгтинского месторождения

По пласту ЮС1 проницаемая часть пласта охарактеризована керном только в скважине 322РО.

Коэффициенты открытой пористости (6 опр.) принимают значения от 12,2 до 19,1%, среднее значение пористости составило 16,3%, проницаемость (6 опр.) изменяется от 0,37 до 6,13 мД, среднее значение 1,76 мД, водоудерживающая способность (5 опр.) изменяется от 46,1 до 64,9% (среднее 57,6%), остаточная водонасыщенность (5 опр.) находится в диапазоне от 37,8 до 58,6%, среднее - 46,5% (рисунок 2.11) [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

Образцы пород-коллекторов пласта ЮС1 относятся, преимущественно, к V классу коллекторов по классификации А.А. Ханина.

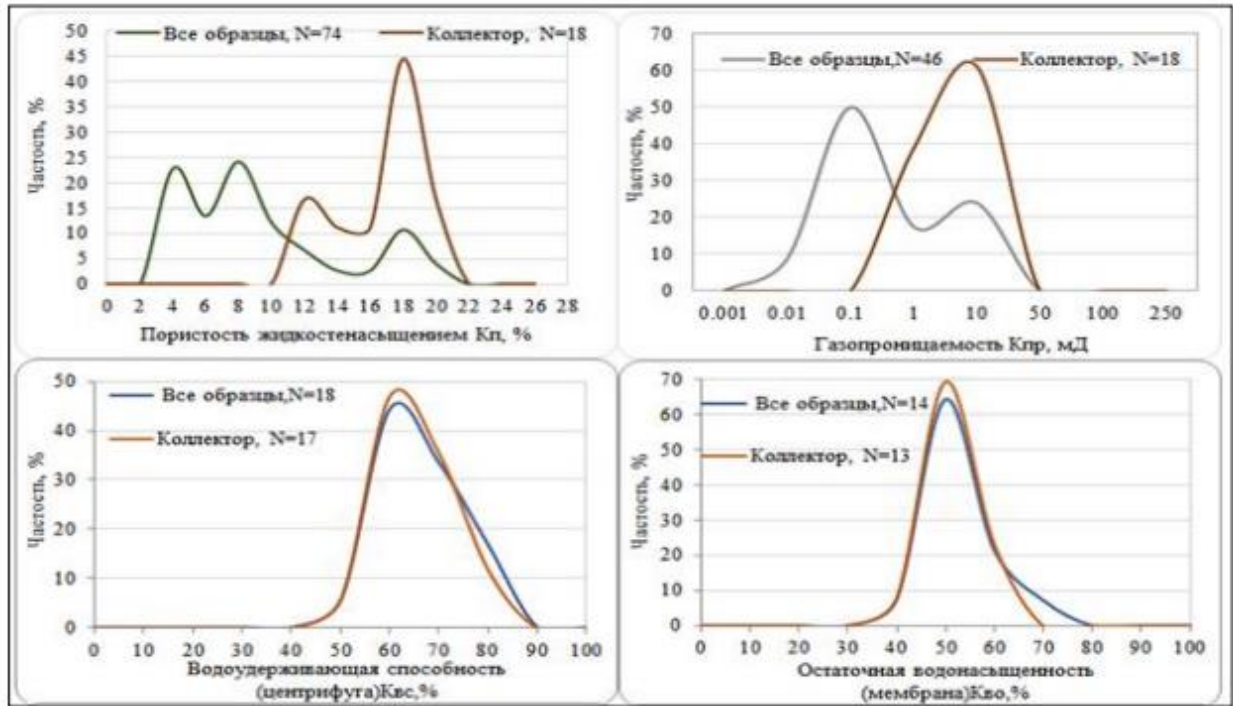


Рисунок 2.11 - Гистограмма распределения ФЕС по данным лабораторных исследований образцов ядра продуктивного пласта БС11 Северо-Янгтинского месторождения

Оценка остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения

По пластам БС10¹, БС10², БС11 проведено 141 исследование для определения коэффициентов вытеснения и остаточной нефтенасыщенности:

- по пласту БС10¹ - 10 определений по скв. 323РО;
- по пласту БС10² - 7 определений по скв. 315R, 16 определений по скв. 320РО и 9 определений по скв. 1003;
- по пласту БС11 - 37 определений по скв. 315R, 23 определения по скв. 320РО, 17 определений по скв. 323РО, 21 определение по скв. 1003.

Полученная остаточная нефтенасыщенность изменяется в пределах от 0,281 до 0,390 д.ед., при среднем значении 0,332 д.ед.

По результатам проведенных экспериментов по определению $K_{он}$ и $K_{выт}$ построены зависимости $K_{но} = f(K_{нн})$, $K_{но} = f(K_{пр})$, $K_{выт} = f(K_{пр})$ и $K_{но} \times K_{п} = f(K_{нн} \times K_{п})$ [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

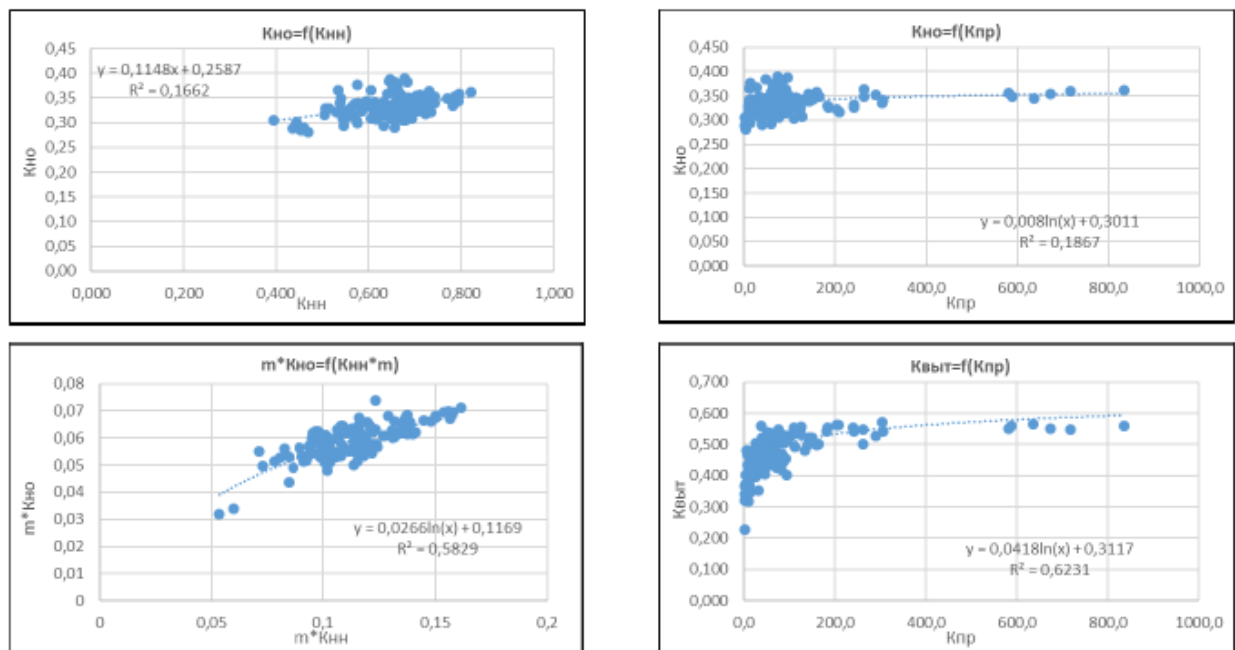


Рисунок 2.12 – Зависимости по определению $K_{он}$ и $K_{выт}$ по пластам БС10¹, БС10², БС11

Характеристика коллекторов по результатам ГИС

Таблица 2.5 - Алгоритмы обработки материалов ГИС Северо-Янгтинского месторождения (по состоянию на 01.01.2021)

Параметры	Пласты	
	БС10-11	ЮС1
Продуктивные пласты	БС10-11	ЮС1
Граничные значения коэффициента пористости K_p	15,1%	12,2%
Граничные значения остаточной водонасыщенности $K_{во}$	64%	69,2%
Граничные значения коэффициента проницаемости $K_{пр}$	0,81мД	0,37мД
Граничные значения геофизических параметров	$A_{пс}=0,32$	$A_{пс}=0,3$
Критерий получения продукта, УЭС, Ом·м	7,5-9 Омм	
Критическое значение Водонасыщенности	$K_{в\ кр}=89,413 * K_{п}^{(-1.128)}$	$K_{в\ кр}=175,16 * K_{п}^{(-0.355)}$
Открытая пористость	$K_{п\ гтк} = -49,275 \sigma_{об} + 134,55$ $K_{п\ пс} = 51,406 * \alpha_{пс}^4 - 98,37 * \alpha_{пс}^3 + 42,087 * \alpha_{пс}^2 + 18,26 * \alpha_{пс} + 6,9867$	$K_{п\ гтк} = -46,314 \sigma_{об} + 130,06$
Нефтегазонасыщенность	$R_{п} = 4352,7 * K_{п}^{-1,811}$ $R_{н} = 5618,7 * K_{в}^{-1,884}$	$R_{п} = 3662 * K_{п}^{-1,729}$ $R_{н} = 6373,7 * K_{в}^{-1,904}$

Параметры	Пласты	
Продуктивные пласты	БС10-11	ЮС1
Проницаемость, мД	$K_{пр} = 0,0000002 * EXP(1,0305 * (K_{п}))$	$K_{пр} = 0,0038 * EXP(0,2 * EXP(0,3689 * (K_{п}))$
Температура пласта, °С	85	100
Минерализация пластовой воды, г/л	15,1	46
Сопротивление пластовой воды, Ом·м	0,145	0,055

Анализ результатов ГДИС

В таблице 2.6 содержатся основные интегральные оценки параметров наиболее информативных результатов ГДИС по эксплуатационным объектам месторождения (за период 2006-2020 гг.) [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

Таблица 2.6 - Гидродинамические параметры пластов Северо-Янгтинского нефтяного месторождения

№ п.п	Наименование параметра	Количество		Интервал изменений (min/max)	Среднее значение по пласту
		Скваж ин	Измере ний		
Пласт БС10¹ добывающие скважины					
1	Пластовое давление, МПа	5	8	22,46/26,18	24,63
2	Эффективная толщина, м	5	8	3/86	5,4
3	Дебит нефти, м ³ /сут	2	3	0,19/39,6	15,6
4	Обводненность, %	4	5	86/100	96,6
5	Коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа)	2	3	0,01/2,16	0,85
6	Удельный коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа*м)	2	3	0,003/0,36	0,14
7	Депрессия, МПа	3	5	13,33/18,91	16,86
8	Гидропроводность, 10 ⁻² *мкм ² *м/МПа/с	4	5	4,1/52,9	16,8
9	Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	4	5	4/25,2	11,4
Пласт БС10² добывающие скважины					
1	Пластовое давление, МПа	33	61	11,28/26,18	20,18
2	Эффективная толщина, м	33	60	1,7/11,1	5,4
3	Дебит нефти, м ³ /сут	24	40	0,2/253,8	32,1
4	Обводненность, %	24	40	0/99	48,7
5	Коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа)	24	40	0,03/28,13	3,34
6	Удельный коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа*м)	24	40	0,01/3,13	0,52
7	Депрессия, МПа	24	40	3,07/20,1	10,85

8	Гидропроводность, $10^{-2} \cdot \text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$	25	39	0,5/78,4	7,6
9	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	25	39	0,8/87,6	9
Пласт БС10² нагнетательные скважины					
1	Пластовое давление, МПа	7	12	16,66/36,62	30,61
2	Эффективная толщина, м	7	12	4/18	8,0
3	Приемистость, $\text{м}^3 / \text{сут}$	7	11	110/940	354,3
4	Обводненность, %			100	100
5	Коэффициент приемистости, $\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$	7	11	13,71/78,44	40,84
6	Удельный коэффициент приемистости, $\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м})$	7	11	1,65/19,61	6,33
7	Репрессия, МПа	7	10	3,97/15,19	8,76
8	Гидропроводность, $10^{-2} \cdot \text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$	7	11	8,1/21,4	15,5
9	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	7	10	3,0/22,5	10,74
Пласт БС11 добывающие скважины					
1	Пластовое давление, МПа	18	37	16,67/26,46	23,11
2	Эффективная толщина, м	16	30	2/25,5	11,2
3	Дебит нефти, $\text{м}^3 / \text{сут}$	15	29	1,1/198	46,3
4	Обводненность, %	15	29	0/99	70,4
5	Коэффициент продуктивности по нефти, $\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$	15	29	0,06/26,22	5,07
6	Удельный коэффициент продуктивности по нефти, $\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м})$	15	29	0,02/9,4	0,7

Продолжение таблицы 2.5

№ п.п	Наименование параметра	Количество		Интервал изменений (min/max)	Среднее значение по пласту
7	Депрессия, МПа	15	29	5,43/20,59	12,19
8	Гидропроводность, $10^{-2} \cdot \text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$	18	26	0,7/125	38,2
9	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	18	26	0,2/150	17
Пласт БС11 нагнетательные скважины					
1	Пластовое давление, МПа	5	12	21,48/30,87	26,09
2	Эффективная толщина, м	5	12	6,2/30,2	15,3
3	Приемистость, $\text{м}^3 / \text{сут}$	5	9	256/1500	990,67
4	Обводненность, %			100	100
5	Коэффициент приемистости, $\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$	5	9	30,97/149,96	86,03
6	Удельный коэффициент приемистости, $\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м})$	5	9	2,83/15,95	6,67
7	Репрессия, МПа	5	9	5,10/19,05	12,03
8	Гидропроводность, $10^{-2} \cdot \text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$	5	7	15,2/96,6	53,7
9	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	5	7	4,9/37,1	16,53

2.6 Характеристика текущего состояние разработки месторождения в целом

Северо-Янгтинское нефтяное месторождение является многопластовым, по геологическому строению – сложным, по величине начальных геологических запасов нефти относится к средним.

Промышленная разработка месторождения начата 2006 г. На месторождении выделено три эксплуатационных объекта: БС10 - четыре залежи нефти, БС11 - четыре залежи нефти и ЮС1 - одна залежь в нераспределённом фонде.

В настоящее время месторождение находится на четвертой стадии разработки. В разработку введены залежи объектов БС10 и БС11, содержащих более 89 % от начальных геологических запасов нефти месторождения промышленной категории АВ1. Объект ЮС1 планируется ввести в 2034 г.

Наиболее перспективным объектом разработки является объект БС11: содержит 65,4% начальных геологических и 62,4% начальных извлекаемых запасов нефти месторождения по промышленной категории АВ1. По состоянию на 01.01.2021 г на него приходится 66,6 % накопленной и 51,6 % текущей добычи нефти месторождения в целом.

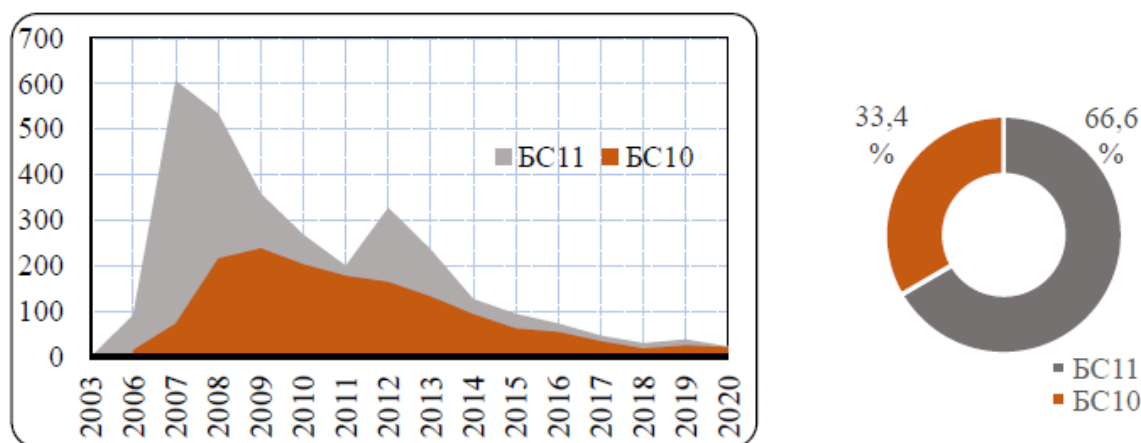


Рисунок 2.13 - Динамика добычи нефти и распределение накопленной добычи по объектам разработки Северо-Янгтинского нефтяного месторождения

По состоянию на 01.01.2021 г. накопленная добыча нефти по месторождению составляет 4 580 тыс. т (отбор на одну добывающую скважину –79,0 тыс. т), жидкости – 36 539 тыс.т., растворенного газа – 337 млн м³. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,134 при утвержденном КИН 0,341.

Закачка воды с целью поддержания пластового давления (ППД) ведется на месторождении с 2007 г. Всего в продуктивные пласты закачано 32 489 тыс. м³ воды (удельный объем закачки в одну скважину – 1911 тыс. м³), что обеспечило накопленную компенсацию отбора жидкости закачкой воды – 83,7%. На одну тонну добытой нефти (жидкости) приходится 0,1 м³ (1,1 м³) закачанной воды.

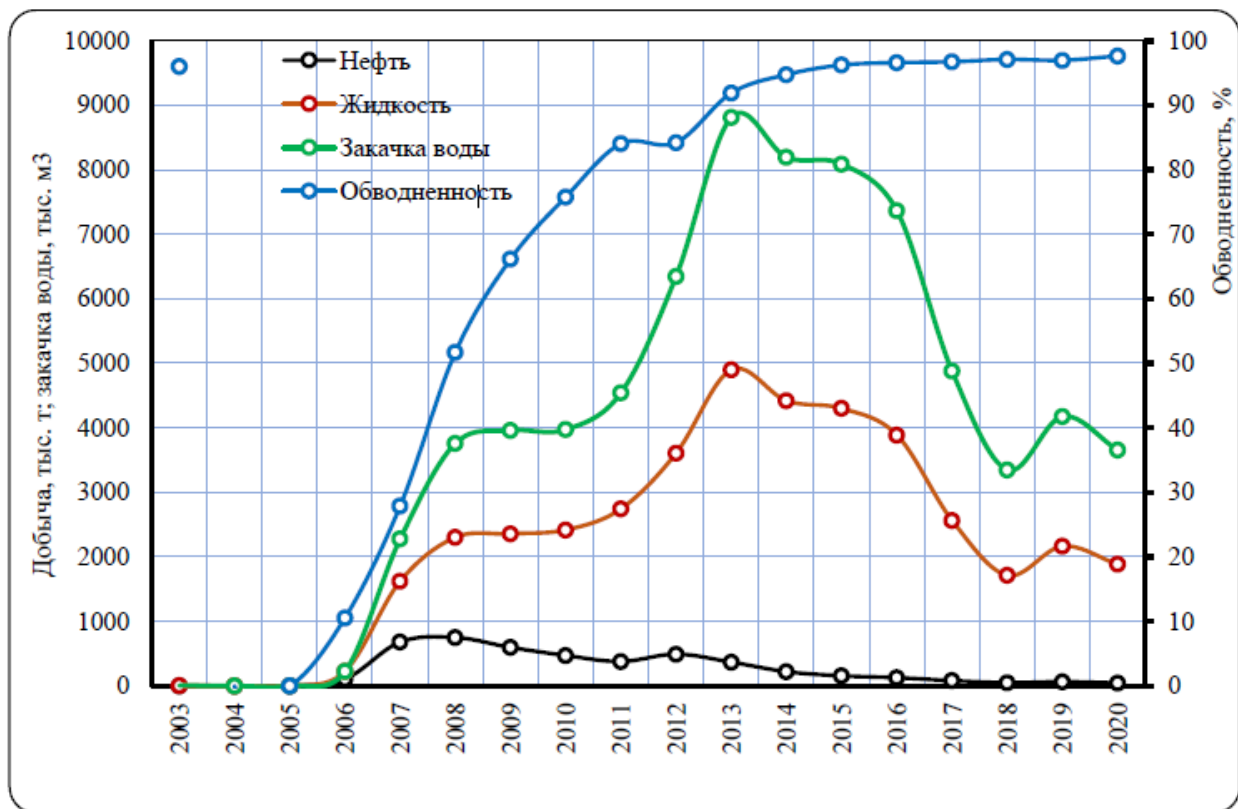


Рисунок 2.14 – Динамика основных показателей разработки Северо-Янгтинского нефтяного месторождения

Для условий любого месторождения, в том числе и Северо-Янгтинского месторождения, обводнение скважинной продукции горизонтальных добывающих скважин является острой проблемой. Существует большое количество причин, по которым может обводняться скважинная продукция.

Общая классификация причин обводнения скважинной продукции:

1. Образование конусов обводнения (обводнение подошвенной водой);
2. Опережающее продвижение воды по пропласткам с высокой проницаемостью, трещинам, разломам;
3. Возникновение заколонных (затрубных) перетоков;
4. Нарушение герметичности эксплуатационной колонны.

Во избежание обводнения скважин от закачиваемой воды необходимо:

- регулировать режим закачки воды, избегать разбалансированности системы;
- применение технологий по выравниванию профиля приемистости (ВПП);

- для исключения техногенных трещин необходимо не допускать в добывающих скважинах снижение $P_{заб}$ ниже оптимальных, а в нагнетательных скважинах придерживаться оптимальных репрессий;

- при совместной эксплуатации, после достижения высоких значений обводненности, обводнившийся пласт изолировать, заменив на ЗБС.

В общем, добыча углеводородов на месторождении в целом и по объектам сопровождается добычей воды. Одной из причин обводнения следует признать сложный вскрытый продуктивный разрез месторождения, представляющий совместно разрабатываемые пласты, включающие нефтенасыщенные и водонасыщенные пропластки (контактные запасы по объекту разработки БС11 составляют 65,0% НГЗ категории АВ1 месторождения) [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

Проектирование разработки месторождения

На месторождении выявлено восемь залежей нефти, из которых семь залежей относятся к терригенным отложениям верхней части сортымской свиты нижнего мела (две залежи пласта БС10¹, две залежи пласта БС10², три залежи пласта БС11) и одна к терригенным отложениям верхней части васюганской свиты верхней юры (одна залежь пласта ЮС1).

Продуктивный разрез представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Залежи пластов БС11¹, БС10² и БС11 характеризуются одинаковыми геолого-физическими характеристиками, без различий в свойствах нефти, воды и вещественного состава пород коллектора.

Рекомендуется объединение эксплуатационных объектов БС10 и БС11 в единый объект БС10-11 по следующим причинам:

- 1) залежи пластов БС10¹, БС10² и БС11 совпадают в плане и имеют сходные геолого-физические характеристики, и расстояние между пластами не более 30 м (таблица 2.34);
- 2) исторически в большинстве скважин данные пласты эксплуатировались совместно (49% добывающих и 77% нагнетательных скважин), при этом все совместные нагнетательные скважины оборудованы приборами ОРЗ;

- 3) в проектных решениях нового ПТД каждое прогнозное геолого-техническое мероприятие на добычу нефти (БГС и ГС) заложено отдельно на пласт, без возможности совместной эксплуатации;
- 4) в результате проведения ГРП по большому количеству скважин отмечается гидродинамическая связь между пластами БС10 и БС11 основной залежи, что значительно влияет на энергетическое состояние залежей, также настройка ГДМ невозможна без создания единой ГМ.

Залежь пласта ЮС1 (нераспределенный фонд) находится на юге месторождения на расстоянии 3,4 км от границы пласта БС11 (основная залежь), по геолого-физической характеристике имеет отличия от пластов сортымской свиты. Данный объект остается самостоятельным объектом разработки.

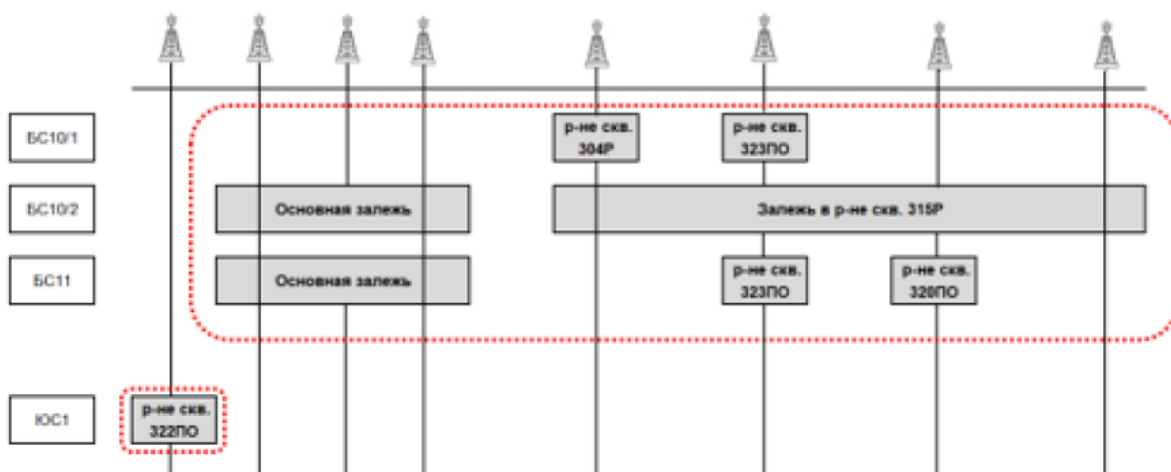


Рисунок 2.15 - Блок - схема пространственного расположения залежей

Эффективность системы разработки нефтяных месторождений с заводнением определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки.

В условиях заводнения полнота выработки продуктивных пластов, в первую очередь, зависит от степени охвата объекта разработкой как по площади, так и по разрезу, что определяется характером продвижения закачиваемой и пластовой воды. Кроме того, при закачке воды в породы на процесс вытеснения нефти водой наибольшее влияние

оказывают проницаемость, структура порового пространства, а также характер смачиваемости породы и набухаемость глинистых минералов.

Поэтому для сохранения коллекторских свойств пласта и достижения проектных показателей по вытеснению нефти, вода, нагнетаемая в продуктивные пласты, должна отвечать требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов».

Для условий пластов месторождения (высокая обводненность базового фонда) рекомендуется широкое применение методов регулирования фильтрационных потоков, на примере осадкогелеобразующих технологий [неопубликованный материал, Газпромнефть НТЦ].

2.7 Анализ эффективности применения ВПП на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении

Физико-химические методы увеличения коэффициента извлечения нефти начали применяться на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении с 2008 г. С целью извлечения дополнительной добычи нефти (ДДН) на данном месторождении были приняты разные технологии ВПП, такие как: КПС, НКПС, ШПСК+ПАВ, GL-system, ВУС+ЭС+ПАВ, ВДС+ВУС+ПАВ, RD-agent+CL-system, Термогель+ПАВ, GD-system, ГОС, ГОС-1. Однако наибольшая удельная эффективность получена от применения комплексных технологий: ШПСК+ПАВ и СПС.

По имеющейся информации, с 2008 года по 2020 году было осуществлено 59 мероприятий по ВПП, закачка потококорректирующих составов производилась в 15 нагнетательных скважинах, дополнительная добыча при этом от реагирующих соседних добывающих скважин с учетом переходящего эффекта прошлых лет составила 35 тыс. т нефти, снижение закачки составило 48,1 тыс. м³.

В период 2018-2020 гг. мероприятия по проведению ВПП не выполнялись ввиду ввода скважин в неработающую категорию согласно программе ОПЕК.

По состоянию на 01.01.2021 г. охват фонда эксплуатационных нагнетательных скважин технологиями ВПП составил 88% (рисунок 2.16)

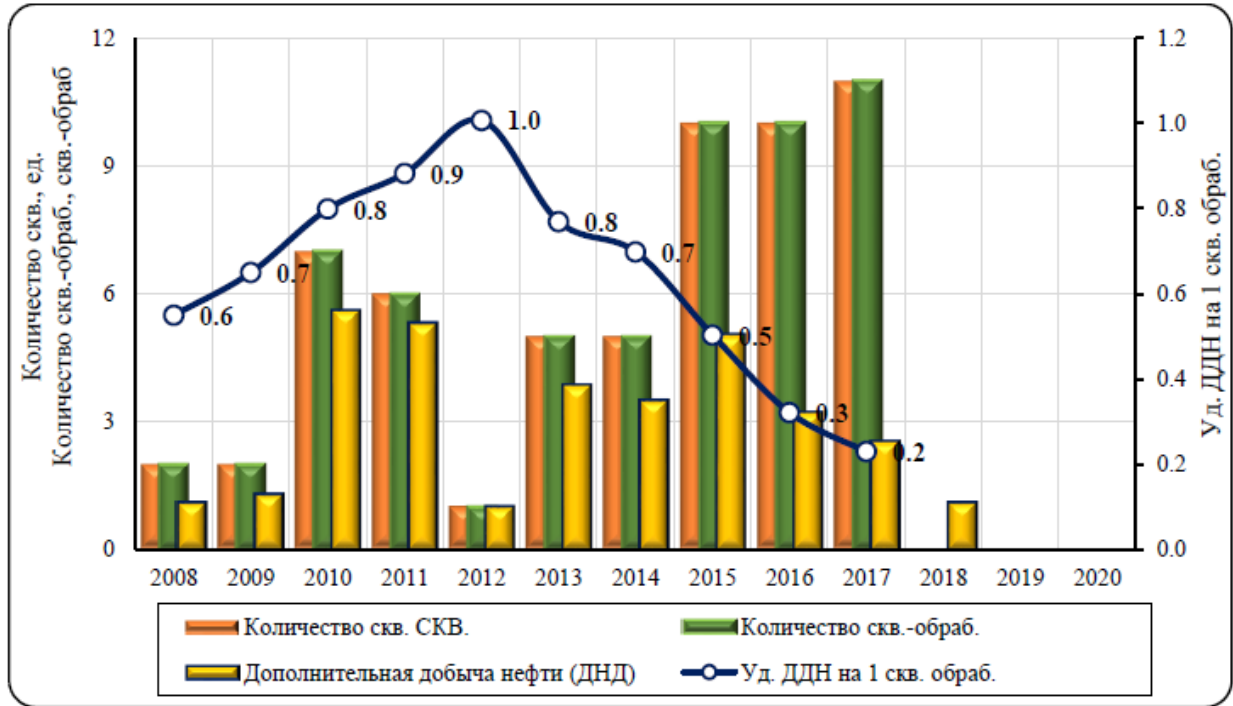


Рисунок 2.16 – Распределение количества скв., скв.-обработок (ВПП), дополнительной добычи нефти и удельной эффективности по годам разработки Северо-Янгтинского нефтяного месторождения

Таблица 2.7- Технологическая эффективность от обработок ВПП, проведенных на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении в межпроектном периоде 2010-2017 гг.

№ скв.	Кол. Обр.	Пласт	Даты ввода скв.	Дата обработки	Технология	Объем закачки	Название организации	ДДН. тыс.т	Сокращение жидкости
1005	1	БС11	12.05.2010	19.05.2010	НКПС	850	Татнефть-Ремсервис	201,17	-25
1015	1	БС11	19.05.2010	25.05.2010	СПС	900	Татнефть-Ремсервис	3008,21	-493
1011	1	БС11	25.05.2010	28.05.2010	СПС	600	Татнефть-Ремсервис	684,5	-151
1003	1	БС10 ²	30.05.2010	05.06.2010	КПС	800	Татнефть-Ремсервис	3,62	0
1012	1	БС11	06.06.2010	09.06.2010	СПС	600	Татнефть-Ремсервис	452,75	0
1028	2	БС10 ²	14.07.2010	19.07.2010	RDagent+CL-system	500	С-ТЭК	492,08	0
1027	2	БС10 ²	19.07.2010	23.07.2010	CL-system	600	С-ТЭК	752,16	-90
1003	1	БС10 ²	10.02.2011	05.02.2011	CL-system	600	С-ТЭК	1020,39	-1884,5
2005	1	БС10 ²	18.02.2011	22.02.2011	RD-agent + CL-system	500	С-ТЭК	396,64	0
1015	1	БС11	01.05.2011	06.05.2011	ППС+ВУС+ПАВ	1100	Химеко-Ганг	1523,3	-1365,9
1012	1	БС11	06.05.2011	11.05.2011	ППС+ВУС+ПАВ	850	Химеко-Ганг	617,84	-935,2
1005	1	БС11	09.05.2011	16.05.2011	ВУС+ЭС+ПАВ	600	Химеко-Ганг	240,89	-292,94
1028	2	2БС10	13.05.2011	16.05.2011	Термогель+ПАВ	300	Химеко-Ганг	1498	-1131,5
1027	2	БС11	11.11.2012	16.11.2012	ГОС	500	ХимСервисИнж	1007,34	-1448,45
1053	323	БС11	13.03.2013	18.03.2013	ГОС	700	ХимСервисИнж	1535,78	-93,7
1057	323	БС11	19.03.2013	22.03.2013	ГОС	700	ХимСервисИнж	1042,33	-97,45
1014	1	БС10 ²	23.03.2013	28.03.2013	ГОС	700	ХимСервисИнж	735,92	-1004,3
1011	1	БС11	29.03.2013	05.04.2013	ГОС-1	800	ХимСервисИнж	0	-2547
1012	1	БС11	05.04.2013	10.04.2013	ГОС	700	ХимСервисИнж	534,68	0
1014	1	БС11/БС10 ²	11.11.2014	13.11.2014	ЩПСК+ПАВ	780	Корнтех	1464,88	0
1011	1	БС11/БС10 ²	13.11.2014	17.11.2014	ЩПСК+ПАВ	550	Корнтех	523,76	-5821,3
1056	323	БС11/БС10	16.11.2014	19.11.2014	ЩПСК+ПАВ	800	Корнтех	464,46	-9885,3

Продолжение таблицы 2.7

№ скв.	Кол. Обр.	Пласт	Даты ввода скв.	Дата обработки	Технология	Объем закачки	Название организации	ДДН. тыс.т	Сокращение жидкости
1053	323	БС11/БС10	19.11.2014	21.11.2014	ЩПСК+ПАВ	800	Корнтех	365,82	-113
1057	323	БС11/ БС10 ²	21.11.2014	24.11.2014	ЩПСК+ПАВ	600	Корнтех	674,12	-2166,1
1028	2	БС10 ²	07.08.2015	10.08.2015	ЩПСК+ПАВ	300	ООО "НТЦ"КорНТех"	720,47	-664,3
1010	2	БС10 ² / БС11	09.08.2015	12.08.2015	ЩПСК+ПАВ	450	ООО "НТЦ"КорНТех"	819,65	-143
1011	1	БС10 ² / БС11	12.08.2015	15.08.2015	ЩПСК+ПАВ	500	ООО "НТЦ"КорНТех"	761,65	-149,1
2005	1	БС10 ² / БС11	15.08.2015	18.08.2015	ЩПСК+ПАВ	500	ООО "НТЦ"КорНТех"	639,28	-835,2
1012	1	БС10 ² / БС11	18.08.2015	21.08.2015	ЩПСК+ПАВ	600	ООО "НТЦ"КорНТех"	632,46	-965,6
1015	1	БС10 ² / БС11	21.08.2015	24.08.2015	ЩПСК+ПАВ	450	ООО "НТЦ"КорНТех"	211,9	-429,5
1014	1	БС10 ² / БС11	23.08.2015	29.08.2015	ЩПСК+ПАВ	800	ООО "НТЦ"КорНТех"	202,94	-366,5
1057	323	БС10 ¹ / БС11	28.08.2015	01.09.2015	ЩПСК+ПАВ	700	ООО "НТЦ"КорНТех"	360,44	-42,2
1056	2	БС10 ¹ / БС11	31.08.2015	03.09.2015	ЩПСК+ПАВ	650	ООО "НТЦ"КорНТех"	190,14	-1117
1053	2	БС10 ¹ / БС11	02.09.2015	06.09.2015	ЩПСК+ПАВ	650	ООО "НТЦ"КорНТех"	495,2	0
1005	1	БС11	29.09.2016	02.08.2016	ЩПСК+ПАВ	900	ООО "НТЦ"КорНТех"	221,8	-59,4
1016	1	БС10 ² / БС11	02.08.2016	06.08.2016	ЩПСК+ПАВ	900	ООО "НТЦ"КорНТех"	385,9	-273,3
1014	1	БС10 ² / БС11	06.08.2016	10.08.2016	ЩПСК+ПАВ	900	ООО "НТЦ"КорНТех"	278,2	-333,2
1003	1	2БС10	10.08.2016	13.08.2016	ЩПСК+ПАВ	650	ООО "НТЦ"КорНТех"	352,0	-516,3
2005	1	БС10 ² / БС11	14.08.2016	19.08.2016	ЩПСК+ПАВ	800	ООО "НТЦ"КорНТех"	412,5	-1082,0
1011	1	БС10 ² / БС11	18.08.2016	23.08.2016	ЩПСК+ПАВ	900	ООО "НТЦ"КорНТех"	500,1	-807,5

Продолжение таблицы 2.7

№ скв.	Кол. Обр.	Пласт	Даты ввода скв.	Дата обработки	Технология	Объем закачки	Название организации	ДДН. тыс.т	Сокращение жидкости
1012	1	БС10 ² / БС11	23.08.2016	29.08.2016	ЩПСК+ПАВ	900	ООО "НТЦ"КорНТех"	187.1	-302.0
1027	2	БС10 ² / БС11	28.08.2016	01.09.2016	ЩПСК+ПАВ	600	ООО "НТЦ"КорНТех"	205.1	-922.0
1010	2	БС10 ² / БС11	31.08.2016	04.09.2016	ЩПСК+ПАВ	800	ООО "НТЦ"КорНТех"	456.9	0.0
2031	2	БС10 ² / БС11	03.09.2016	07.09.2016	ЩПСК+ПАВ	600	ООО "НТЦ"КорНТех"	217.0	-516.0
1011	1	БС10 ² / БС11	05.03.2017	09.03.2017	ЩПСК	650	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	160.35	-732
1014	1	БС10 ² / БС11	09.03.2017	13.03.2017	ЩПСК	980	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	135.59	-129
1057	323	БС11/БС10	13.03.2017	18.03.2017	ЩПСК	980	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	487.38	-1157.9
1053	323	БС11/БС10	17.03.2017	21.03.2017	ЩПСК	980	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	190.13	-1473.64
1027	2	БС10 ² / БС11	22.03.2017	27.03.2017	ЩПСК	980	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	167.66	-786.9
1056	323	БС11/БС10 ¹	28.03.2017	02.04.2017	ЩПСК	980	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	521.89	-1427.5
1003	1	БС10 ²	01.04.2017	04.04.2017	ЩПСК	307	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	305.4	-1595.5
1015	1	БС11/БС10 ¹	04.04.2017	06.04.2017	ЩПСК	163	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	0	0
2005	1	БС10 ² / БС11	06.04.2017	10.04.2017	ЩПСК	750	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	0	0
1016	1	БС10 ² / БС11	10.04.2017	14.04.2017	ЩПСК	630	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	154.72	-1315.95
2031	2	БС10 ² / БС11	14.04.2017	17.04.2017	ЩПСК	980	ООО "НТЦ"КОРНТЕХ"	410.16	-500

Из таблицы следует, что удельная дополнительная добыча нефти за счёт ВПП за межпроектный период 2010-2017 гг. составляет 30024,524 тыс.т. нефти. Объём сокращения добычи попутно добываемой воды составило 48188,1 тыс.м³. За этот период было проведено 15 скв-обработок разными технологиями ВПП. Эффективность ДДН на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении за каждый год, начиная с 2010 по 2017 гг. представлена в следующей таблице (таблица 2.8).

Таблица 2.8- Дополнительная добыча нефти с 2010-2017 на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении

ГОД	ДДН, тыс.т	ГОД	ДДН, тыс.т
2010	5594.49	2015	5034.13
2011	5297.06	2016	3216.5
2012	1007.34	2017	2533.28
2013	3848.71	Итого	30024.524
2014	3493.04	Количество скв. Обработок 2010-2017гг	15

На Янгтинском нефтяном месторождении в период 2010 – 2017 гг. наибольшая удельная эффективность, полученная от применения всех технологий ВПП, приходится на 2010 г., дополнительная добыча нефти составила 5594,49 тыс. т. Конкретно в пласте БС11 скв. № 1015 была получена самая наибольшая эффективность с помощью технологии СПС и ДДН и составила 3008.21 тыс. т. Объём закачки всех химических реагентов за весь период 2010-2017 гг. составил 38860 тыс. м³.

На данном месторождении для увеличения охвата пластов применялись физико-химические методы воздействия на пласты, такие как: КПС, НКПС, ЩПСК+ПАВ, GL-system, ВУС+ЭС+ПАВ, ВДС+ВУС+ПАВ, RD-agent+CL-system, Термогель+ПАВ, GD-system, ГОС, ГОС-1. Однако комплексная технология ШПСК+ПАВ показала самую большую эффективность с ДДН, она составила 11743,644 тыс. т. за весь период с 2012-2016 гг. (т.е. на одну скважину обработки 470 тыс.т нефти). Далее следует технология СПС, эффективность составила 4145,46 тыс.т. нефти в 2010 году (1381,82 тыс. т. нефти на одну скважину). Однако данная технология (СПС) показала относительно невысокие результаты

по снижению жидкости - 6440 тыс м³. Объем закачки рабочего раствора технологии СПС (для извлечения 1 тыс. т. нефти) составил около 0,5 тыс. м³ рабочего раствора.

Следующая технология – ГОС. Данная технология применялась компанией ХимСервисИнж на Янгтинском нефтяном месторождении на пластах БС11 в 2013 году. Во все скважины было закачено 3300 м³ химических реагентов данной технологии. Удельная эффективность от применения ГОС составила 3300 тыс. т нефти, 660 тыс.т. ДДН на одну скважину. Следует отметить, что технология ГОС также показала хорошие результаты по снижению жидкости из скважин - 2644 тыс. м³ (т.е., 529 тыс. м³ на одну скважину обработки).

По данным таблицы 2.8 проведены оценки эффективности сокращения добычи попутно добываемой воды из скважин. Наилучший полученный результат по снижению жидкости достигнут в пластах БС11/БС10 в 2014 году (объем жидкости составил 9885,6 тыс. м³). Очевидно, что композиция ШПСК+ПАВ показывает наибольшую эффективность по снижению жидкости среди всех проведенных технологий ВПП за весь период с 2010-2017 гг. Важно отметить, что при применении данной технологии было закачено в скважины 17080 тыс.м³ рабочего раствора (т.е., на 1 тыс.м³ рабочего раствора ШПСК+ПАВ было получено 0,69 тыс. т. ДДН).

В 2017 году с целью регулирования направления потоков закачиваемых реагентов на данном месторождении была использована технология ЩПСК, которая показала достаточно хорошую эффективность по сравнению с остальными проведенными технологиями ВПП на скважинах месторождения. Дополнительная добыча нефти составила 2533,28 тыс. т., объем сокращенной жидкости около 9119 тыс. м³. Среднее значение дополнительной добычи нефти в зависимости от объема закачки химических растворов, применяемых в составе данной технологии, составила 0,3 тыс.т за 1 тыс.м³ рабочего раствора ЩПСК.

Стоит отметить, что на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении применялись также другие комплексные технологии ВПП, например: RDagent+CL-system, ППС+ВУС+ПАВ, ВУС+ЭС+ПАВ и Термогель+ПАВ. Технология RDagent+CL-system эффективно повысила ДДН на 444 тыс.т нефти, но не показала абсолютно никакой эффективности по снижению жидкости.

Дополнительная добыча нефти, полученная при применении технологии ППС+ВУС+ПАВ составила 2141,14 тыс. т., и 2300 тыс.м³ (0,9 тыс.м³ закачиваемого раствора для получения 1 тыс. т. нефти).

Технология Термогель+ПАВ применялась в скважине 2БС10 в 2011 году. ДДН составила 1 тыс. т. нефти на 0,2 тыс. м³ закачиваемого раствора. Данная технология показала хорошее значение по снижению жидкости - 1131,5 тыс.м³ за одну операцию обработки скважины.

Наименьшая эффективность от применения всех технологий ВПП на Янгтинском нефтяном месторождении была получена при использовании технологий ГОС-1 и КПС. Дополнительная добыча нефти составила 0 тыс. т. и 3,62 тыс. т. соответственно, и 2547 тыс.м³ и 0 тыс.м³ сокращения жидкости.

В таблице 2.9 приведен общий анализ эффективности применения каждого вида технологий ВПП на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении за 2010-2017 гг. Также представлены результаты дополнительной добычи нефти за счёт объёма закачки в скважины рабочего раствора, и эффективность сокращения жидкости в скважинах по результатам воздействия технологий ВПП.

Таблица 2.9 - Технологическая эффективность, полученная от применения различных химических методов на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении за 2010-2017 гг.

Название технологии	ДДН, тыс.т	Снижение жидкости тыс.м3	Объём закачки тыс.м3	1 тыс.т ДДН за закачиваемый раствор тыс.м3	1 тыс.м3 снижения жид. за закачиваемый раствор тыс.м3
ЩПСК+ПАВ	11743,64	-27509,80	17080	0,69	-1,61
СПС	4145,46	-644,00	2100	1,97	-0,31
ГОС	3848,71	-1195,45	3300	1,17	-0,36
ЩПСК	2533,28	-9118,39	8380	0,30	-1,09
ППС+ВУС+ПАВ	2141,14	-2301,10	1950	1,10	-1,18
CL-system	1772,55	-1974,50	1200	1,48	-1,65
ВУС+ЭС+ПАВ	240,89	-292,94	600	0,40	-0,49
Термогель+ПАВ	1498,00	-1131,50	300	4,99	-3,77
RDagent+CL-system	492,08	0,00	500	0,98	0,00
НКПС	201,17	-25,00	850	0,24	-0,03
КПС	3,62	0,00	800	0,005	0,00
ГОС-1	0	-2547	800	-	-3,18

Из всего вышесказанного следует, что в результате воздействия ВПП, выполненных на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении за 2010-2017 гг., было закачено 37860 тыс. м³ рабочего раствора, ДДН при этом от реагирующих соседних добывающих скважин составила 28620,54 тыс. т нефти, или 1908 тыс. т на одну скв.-обработку. Объём сокращения попутно добываемой воды составил - 46739,68 тыс. м³.

Распределение дополнительной добычи нефти по технологиям ВПП на Янгтинском нефтяном месторождении за 2010-2017гг. представлено на рисунке 2.14

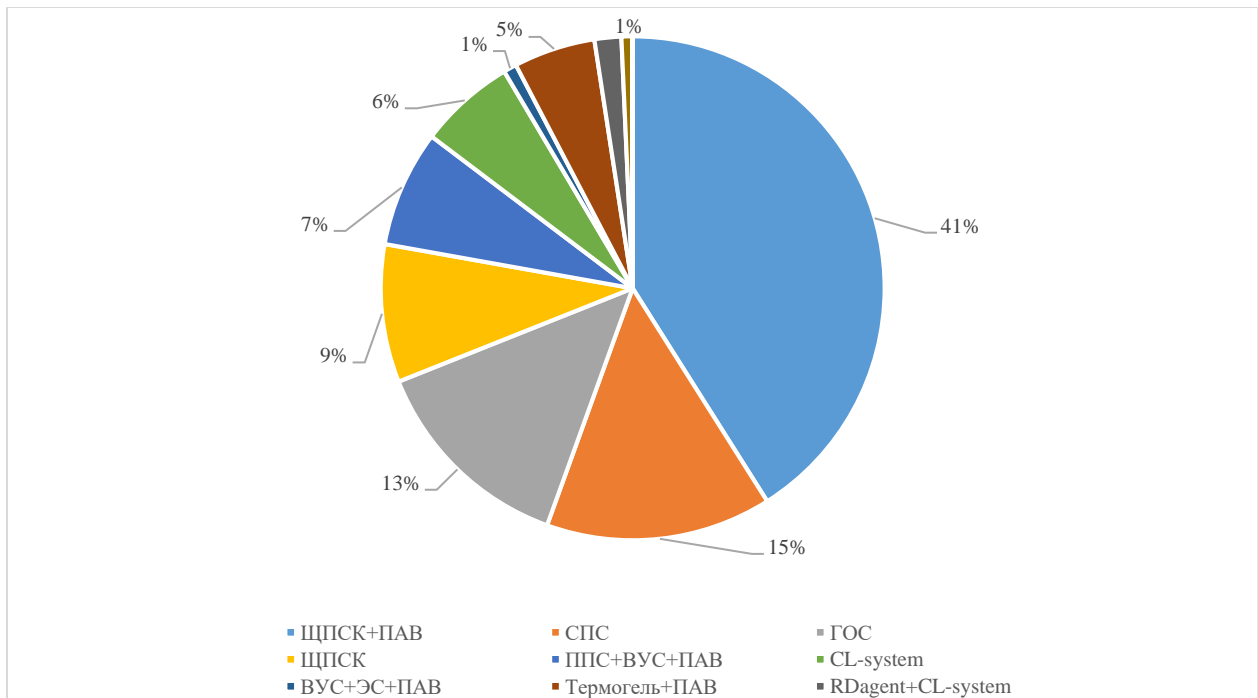


Рисунок 2.17 – Распределение дополнительной добычи нефти от ВПП по технологиям

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненный анализ эффективности физико-химических методов воздействия на пласты путем ВПП на Северо-Янгтинском нефтяном месторождении за 2008-2020 гг. показал следующее:

- Наибольшая годовая дополнительная добыча нефти за счет использования технологии ВПП была в 2010 и составила около 5595 тыс. т. нефти. Учитывается, что ДДН с года в год снижается.

- Наибольшая удельная дополнительная добыча была получена технологией СПС (скв№1015, пласт БС11), и составила 3008,21 тыс. т. нефти.

- Наибольшая эффективность по сокращению добычи попутно добываемой воды получена от применения комплексной технологии ЩПСК+ПАВ (скв№1056, пласт БС11/БС10), и составила - 9885,3 тыс.м³.

В целом, все проведенные технологии ВПП показали разный эффект. В зависимости от объёма закачки рабочего раствора можно делать следующие **выводы**:

- Наилучший технологический эффект получен в результате применения ШПСК+ПАВ, СПС и ГОС. ДДН от закачки 1 тыс.м³ рабочего раствора составила 0,69, 1,17, 1,97 тыс. т. нефти соответственно (41%, 15%, 13% от всего полученного объёма ДДН в период с 2010 по 2017гг.). Также по результатам снижения количества попутно добываемой воды эти технологии играли самую большую роль. Стоит отметить, что данные технологии больше всех применялись в скважинах месторождения.

- Несмотря на то, что комплексные технологии, такие как Термогель+ПАВ, СL-system и ППС+ВУС+ПАВ использовались всего лишь несколько раз на пластах месторождения, они показали высокие результаты ДДН (4,99, 1,48, 1,10 тыс. т. нефти за 1 тыс.м³ рабочего раствора), так и сокращения жидкости (см. таблицу 2.8).

- Наименьший результат при использовании всех технологий ВПП оказался у ГОС-1, КПС. ДДН составила почти 0 тыс. т. нефти на 1 тыс.м³ рабочего раствора.

- Термогель+ПАВ использовался один раз на скважине № 1028, пласт БС10². ДДН составила 1 тыс. т. нефти на 0,2 тыс. м³ закачиваемого раствора. Данная технология показала хорошее значение по снижению жидкости - 1131,5 тыс.м³ за одну операцию обработки скважины. В результате данного анализа, технология Термогель+ПАВ является

самой эффективной, с экономической точки зрения, среди остальных технологий, применяемых на месторождении за период 2010-2017 гг.

В итоге, предоставляются рекомендации по улучшению технологической эффективности от применения ВПП для условий Северо-Янгтинского нефтяного месторождения:

- периодически менять технологии с гелеобразующих на осадкообразующие, или на различные марки гелеобразующих, составов;

- применять системные обработки (ВПП в нагнетательной скважине и ОПЗ в добывающей).

Также следует обратить внимание, что проведение работ по ФХВ должно сопровождаться ПГИ скважин для оценки их технического состояния, определения интервалов приемистости и последующей качественной оценки результатов ФХВ. При выявлении в ходе исследований заколонных циркуляций или интервалов негерметичности эксплуатационной колонны, необходимо предварительно провести РИР. Качество проведения РИР должно быть также подтверждено данными ПГИ.

По результатам данного исследования рекомендуется применять технологии ШПСК+ПАВ, СПС и ГОС, которые показали большую эффективность, на месторождениях Западной Сибири коллектора которых схожих с данным объектом Северо-янгтинского нефтяного месторождения, то есть при следующих критериях: поровой терригенный карбонатный коллектор, толщина пласта до 30м, обводненность до 95%, проницаемость 0,03-0,5 мкм², Песчанистость меньше 0,5 дол.ед, пластовая температура до 120 °С, КИН 0,2 дол.ед, приемистость 300-700 м³/сут и прежде всего на четвертой стадии разработки нефтяных месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунина, Л.К. Увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефтепромысловая химия. – 2013. – №8. – С. 18-25.
2. Алтунина, Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Вестник Санкт-петербургского Университета. – 2013. – Вып. 2. – С. 46-76.
3. Билинчук А.В. «Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты (на примере месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»). Диссертация на соиск. степени к.т.н., М, ВНИИнефть, 2006, 144 стр.
4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
5. Газизов А.Ш., Газизов А.А., «Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах» – Недра – бизнесцентр, 1999.
6. Галимов Р.И. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений // Молодой ученый. — 2017. — №40. — С. 4-6.
7. Жданов С. А. Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений / С. А. Жданов, Д. Ю. Крянев // Междунар. науч. симп. “Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов” (2; 15-16 сент. 2009; Москва): материалы: в 2 т. / ОАО “ВНИИнефть”. - М., 2009. - Т. 1. - С. 11-14.
8. Жуков Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приёмистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Москва, 2013.
9. Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2010.
10. Климов А.А. «Методы повышения нефтеотдачи пластов».
11. Нажису, Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев // Успехи современного естествознания. – 2017. – №. 10 – С. 96-100.

12. Рогова Т.С. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатнополимерных гелей: Автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Москва, 2007. – 26 с.
13. Санников В. А. Совершенствование подходов к проектированию и применению физико-химических технологий регулирования охвата заводнением с учетом техногенной трещиноватости коллектора со стороны нагнетательных скважин / В.А. Санников, И.Э. Мандрик, В.В. Гузеев [и др] // Междунар. науч, симп. "Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов" (1; 18-19 сент. 2007; Москва): материалы: в 2 т. / ОАО "ВНИИнефть". - М., 2007. - Т. 1. -С. 33-42.
14. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
15. Сургучёв, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучёв. – М. : Недра, 1985. – 308 с.