

# Содержание

## Введение

- 1 Геологическая характеристика Приобского месторождения
  - 1.1 Общие сведения о месторождении
  - 1.2 Литостратиграфический разрез
  - 1.3 Тектоническое строение
  - 1.4 Нефтеносность
  - .5 Характеристика продуктивных пластов
  - .6 Характеристика водоносных комплексов
  - .7 Физико-химические свойства пластовых флюидов
  - .8 Оценка запасов нефти
    - 1.8.1 Запасы нефти
2. Основные технико-экономические показатели разработки Приобского месторождения
  - .1 Динамика основных показателей разработки Приобского месторождения
  - .2 Анализ основных технко-экономических показателей разработки
  - .3 Особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин
  - . Применяемые методы увеличения нефтеотдачи пластов
    - 3.1 Выбор метода воздействия на нефтяную залежь
    - 3.2 Геолого-физические критерии применимости различных методов воздействия на Приобском месторождении
      - 3.2.1 Заводнение пластов
    - 3.3 Методы воздействия на призабойную зону скважины для интенсификации добычи нефти
      - .3.1 Кислотные обработки
      - .3.2 Гидроразрыв пласта

### .3.3 Повышение эффективности перфорации

Заключение

## Введение

Нефтяная промышленность является одной из важнейших составляющих экономики России, непосредственно влияющей на формирование бюджета страны и её экспорт.

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день . Ресурсы нефти постепенно истощаются , большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводненности , поэтому , наиболее актуальной и первостепенной задачей является поиск и введение в эксплуатацию молодых и перспективных месторождений , одним из которых является Приобское месторождение ( по запасам - оно одно из крупнейших месторождений России ) .

Балансовые запасы нефти, утвержденные ГКЗ, по категории  $C_1$  составляют 1827,8 млн.т., извлекаемые 565,0 млн.т. при коэффициенте нефтеизвлечения 0,309 с учетом запасов в охранной зоне под поймами рек Обь и Большой Салым.

Балансовые запасы нефти категории  $C_2$  составляют 524073 тыс. т., извлекаемые - 48970 тыс. т. при коэффициенте нефтеизвлечения 0,093.

Приобское месторождение имеет ряд характерных особенностей:

- крупное, многопластовое, по запасам нефти уникальное;
- труднодоступное, характеризуется значительной заболоченностью, в весенне-летний период большая часть территории затопляется паводковыми водами;
- по территории месторождения протекает река Обь, разделяющая его на правобережную и левобережную части.

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных

горизонтов. Промышленный интерес представляют пласты АС10 , АС11 , АС12 . Коллектора горизонтов АС10 и АС11 относятся к средне и низкопродуктивным , а АС12 к аномально низкопродуктивным . Эксплуатацию пласта АС12 следует выделить в отдельную проблему разработки , т.к. , пласт АС12 к тому же является самым значительным по запасам из всех пластов . Эта характеристика указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты.

Одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

# 1. Геологическая характеристика Приобского месторождения

## .1 Общие сведения о месторождении

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Район работ удалён на 65 км к востоку от города Ханты-Мансийска, на 100 км к западу от города Нефтеюганска. В настоящее время район относится к числу наиболее экономически быстро развивающихся в автономном округе, что стало возможным в связи с ростом объёмов геологоразведочных работ и нефтедобычи.

Наиболее крупные разрабатываемые близлежащие месторождения: Салымское, расположенное в 20 км на восток, Приразломное, расположенное в непосредственной близости, Правдинское - в 57 км на юго-восток.

К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой - Челябинск - Новополюк и нефтепровода Усть-Балык-Омск.

Приобская площадь северной своей частью расположена в пределах Обской поймы - молодой аллювиальной равнины с аккумуляцией четвертичных отложений сравнительно большой мощности. Абсолютные отметки рельефа составляют 30-55 м. Южная часть площади тяготеет к плоской аллювиальной равнине на уровне второй надпойменной террасы со слабо выраженными формами речной эрозии и аккумуляции. Абсолютные отметки здесь составляют 46-60 м.

Гидрографическая сеть представлена протокой Малый Салым, которая протекает в субширотном направлении в северной части площади и на этом участке соединяется мелкими протоками Малой Берёзовской и Полой с

крупной и полноводной Обской протокой Большой Салым. Река Обь является основной водной магистралью Тюменской области . На территории района имеется большое количество озёр, наиболее крупные из которых озеро Олевашкина , озеро Карасье , озеро Окунёвое . Болота непроходимые , замерзают к концу января и являются главным препятствием при передвижении транспорта .

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким тёплым летом . Зима морозная и снежная . Самый холодный месяц года - январь ( среднемесячная температура -19,5 градусов С ). Абсолютный минимум -52 градуса С. Самым тёплым является июль ( среднемесячная температура +17 градусов С ), абсолютный максимум +33 градуса С . Среднегодовое количество осадков 500-550 мм в год , причём 75% приходится на тёплое время года . Снежный покров устанавливается во второй половине октября и продолжается до начала июня .Мощность снежного покрова от 0,7 м до 1,5-2 м. Глубина промерзания почвы 1-1,5 м.

Для рассматриваемого района характерны подзолистые глинистые почвы на сравнительно возвышенных участках и торфянисто-подзолисто-иловые и торфяные почвы на заболоченных участках местности. В пределах равнин аллювиальные почвы речных терасс в основном песчанистые, местами глинистые. Растительный мир разнообразен. Преобладает хвойный и смешанный лес.

Район находится в зоне разобщённого залегания приповерхностных и реликтовых многолетнемёрзлых пород. Приповерхностные мёрзлые грунты залегают на водоразделах под торфяниками. Толщина их контролируется уровнем грунтовых вод и достигает 10-15 м, температура постоянная и близка к 0 градусов С.

На сопредельных территориях ( на Приобском месторождении мерзлые

породы не изучены ) ММП залегают на глубинах от 140-180 м ( Лянторское месторождение ). Мощность ММП составляет 15-40 м, реже более. Мерзлыми являются чаще нижняя, более глинистая, часть новомихайловской и незначительная часть атлымской свит.

Наиболее крупными населенными пунктами, ближайшими к площади работ, являются города Ханты-Мансийск, Нефтеюганск, Сургут и из более мелких населенных пунктов - поселки Селиярово, Сытомино, Лемпино и другие.

## 1.2 Литостратиграфический разрез

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезокайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса, представленных корой выветривания.

### Доюрские\_образования (Pz)

В разрезе доюрской толщи выделяется два структурных этажа. Нижний, приуроченный к консолидированной коре, представлен сильно дислоцированными графит-порфиритами, гравелитами и метаморфизованными известняками. Верхний этаж, выделяемый как промежуточный комплекс, составляют менее дислоцированные эффузивно-осадочные отложения пермо-триасового возраста толщиной до 650м.

### Юрская система (J)

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В ее составе выделяются тюменская (J1+2), абалакская и баженовская свиты (J3).

Отложения тюменской свиты залегают в основании осадочного чехла на породах коры выветривания с угловым и стратиграфическим несогласием и представлены комплексом терригенных пород глинисто-песчано-алевролитового состава.

Толщина отложений тюменской свиты изменяется от 40 до 450м. В пределах месторождения они вскрыты на глубинах 2806-2973м. Отложения тюменской свиты согласно перекрываются верхнеюрскими отложениями абалакской и баженовской свит. Абалакская свита сложена темносерыми до черного цвета, участками изветковистыми, глауконитовыми аргиллитами с прослоями алевролитов в верхней части разреза. Толщина свиты колеблется от 17 до 32 м.

Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными, битуминозными аргиллитами с прослоями слабоалевролитистых аргиллитов и органогенно-глинисто-карбонатных пород. Толщина свиты составляет 26-38 м.

#### Меловая система (К)

Отложения меловой системы развиты повсеместно представлены верхним и нижним отделами.

В составе нижнего отдела снизу вверх выделяются ахская, черкашинская, алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты, а в верхнем ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Нижняя часть ахской свиты (K1g) представлена в основном аргиллитами с подчиненными маломощными прослоями алевролитов и песчаников, объединенных в ачимовскую толщу.

В верхней части ахской свиты выделяется выдержанная пачка тонкоотмученных, темно-серых, приближающихся к серым пимских глин.

Общая толщина свиты изменяется с запада на восток от 35 до 415м. В разрезах расположенных восточнее к этой толще приурочены группа пластов БС1-БС12.

Разрез черкашинской свиты (K1g-br) представлен ритмичным чередованием серых глин, алевролитов и алевритистых песчаников. Последние, в пределах месторождения, так же как и песчаники, являются промышленно нефтеносными и выделяются в пласты АС7,АС9,АС10,АС11,АС12.

Толщина свиты изменяется от 290 до 600 м.

Выше залегают темно-серые до черных глины алымской свиты (K1a), в верхней части с прослоями битуминозных аргиллитов, в нижней - алевролитов и песчаников. Толщина свиты изменяется от 190 до 240м. Глины являются региональной покрывкой для залежей углеводородов всей Среднеобской нефтегазоносной области.

Викуловская свита (K1a-al) состоит из двух подсвит.

Нижняя - преимущественно глинистая, верхняя - песчано-глинистая с преобладанием песчаников и алевролитов. Для свиты характерно присутствие растительного детрита. Толщина свиты колеблется от 264 м на западе до 296 м на северо-востоке.

Ханты-Мансийская свита (K1a-2s) представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород с преобладанием первых в верхней части разреза. Породы свиты характеризуются обилием углистого детрита. Толщина свиты варьирует от 292 до 306 м.

Уватская свита (K2s) представлена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов, песчаников. Для свиты характерно наличие обугленных и ожелезненных растительных остатков, углистого детрита, янтаря. Толщина свиты 283-301 м.

Берцовская свита (K2k-st-km) подразделяется на две подсвиты. Нижнюю, состоящую из глин, серых монтмореллонитовых, прослоями опоковидных толщиной от 45 до 94 м, и верхнюю, представленную глинами серыми, темно-серыми, кремнистыми, песчанистыми, толщиной 87-133 м.

Ганькинская свита (K2mP1d) состоит из глин серых, зеленовато-серых переходящих в мергели с зернами глауконита и конкрециями сидерита. Ее толщина - 55-82м.

#### Палеогеновая система (P2)

Палеогеновая система включает в себя породы талицкой, люлинворской, атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Первые три представлены морскими отложениями, остальные - континентальными.

Талицкая свита сложена толщей глин темно-серых, участками алевритистых. Встречаются перитизированные растительные остатки и чешуйки рыб. Толщина свиты 125-146 м.

Люлинворская свита представлена глинами желтовато-зелеными, в нижней части разреза часто опоковидные с прослоями опок. Толщина свиты 200-363 м.

Тавдинская свита завершающая разрез морского палеогена выполнена глинами серыми, голубовато-серыми с прослоями алевролита. Толщина свиты 160-180 м.

Атлымская свита сложена континентальными аллювиально-морскими отложениями, состоящими из песков, серых до белых, преимущественно кварцевыми с прослоями бурого угля, глин и алевролитов. Толщина свиты 50-60 м.

Новомихайловская свита - представлена неравномерным переслаиванием песков, серых, мелкозернистых, кварцево-полевошпатовыми с глинами и алевролитами серыми и коричневатосерыми с прослоями песков

и бурых углей. Толщина свиты не превышает 80 м.

Тургасская свита состоит из глин и алевролитов зеленовато-серых, тонкослоистых с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых песков. Толщина свиты 40-70 м.

#### Четвертичная система (Q)

Присутствует повсеместно и представлена в нижней части чередованием песков, глин, суглинками и супесями, в верхней - болотными и озерными фациями - илами, суглинками и супесями. Общая толщина составляет 70-100 м.

### 1.3 Тектоническое строение

Приобская структура располагается в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий. Структуры первого порядка осложнены валлообразными и куполовидными поднятиями второго порядка и отдельными локальными антиклинальными структурами, являющимися объектами проведения поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А». На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы. В юго-западной части района - Селияровское, Западно-Сахалинское, Светлое поднятия. В северо-западной части - Восточно-Селияровское, Крестовое, Западно-Горшковское, Южно-Горшковское, осложняющие восточный склон Западно-Лемпинской зоны поднятия. В центральной части - Западно-Сахалинский прогиб, восточнее его Горшковское и Сахалинское поднятия, осложняющие соответственно Средне-Ляминский вал и Сахалинский

структурный нос.

По отражающему горизонту «Дб», приуроченному к кровле быстринской пачки прослеживаются Приобское куполовидное поднятие, Западно-Приобское малоамплитудное поднятие, Западно-Сахалинская, Новообская структуры. На западе площади оконтуривается Ханты-Манийское поднятие. Севернее Приобского поднятия выделяется Светлое локальное поднятие. В южной части месторождения в районе скв. 291 условно выделяется Безымянное поднятие. Восточно-Селияровская приподнятая зона в исследуемом районе оконтуривается не замкнутой сейсмоизогипсой - 2280 м. Вблизи скв.606 прослеживается малоамплитудная изометричная структура. Селияровская площадь покрыта редкой сетью сейсмических профилей, на основе которой можно условно прогнозировать положительную структуру. Селияровское поднятие подтверждается структурным планом по отражающему горизонту «Б». В связи со слабой изученностью западной части площади, сейсморазведкой, севернее Селияровской структуры, условно, выделяется куполовидное безымянное поднятие.

#### **1.4 Нефтеносность**

На Приобском месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5км.

Непромышленные притоки нефти и керн с признаками углеводородов получены из отложений тюменской (пласты Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>) и баженовской (пласт Ю<sub>0</sub>) свит. Из-за ограниченного числа имеющихся геолого-геофизических материалов, строение залежей к настоящему времени не достаточно

обосновано.

Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома, продуктивность которых не контролируется современным структурным планом и определяется практически только наличием в разрезе продуктивных пластов-коллекторов. Отсутствие при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза пластовой воды доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, а контуры залежей для каждого песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт АС<sub>7</sub>, где получены притоки пластовой воды из песчаных линз, заполненных водой.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: АС<sub>12</sub><sup>3</sup>, АС<sub>12</sub><sup>2</sup>, АС<sub>11</sub><sup>2-4</sup>, АС<sub>11</sub><sup>1</sup>, АС<sub>11</sub><sup>0</sup>, АС<sub>10</sub><sup>1-2</sup>, АС<sub>10</sub><sup>0</sup>, АС<sub>9</sub>, АС<sub>7</sub>. Залежи пластов АС<sub>7</sub>, АС<sub>9</sub> промышленного интереса не представляют.

Геологический профиль представлен на рис.1.1

## **1.5 Характеристика продуктивных пластов**

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложения неокомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами является то, что они имеют мегакосослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-

400м) за счёт выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: котинентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаждения осадков в открытом глубоком море.

По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зонального репера), так и содержащихся между ними песчано-алевролитных пород.

Согласно определениям, выполненным специалистами ЗапСибНИГНИ по фауне и споропыльце, отобранном из глин в интервале залегания пимской пачки, возраст этих отложений оказался готеривским. Все пласты, что находятся выше пимской пачки. Проиндексированы как группа АС, поэтому и на Приобском месторождении пласты БС<sub>1-5</sub> были переиндексированы на АС<sub>7</sub>.

12 .

При подсчёте запасов в составе мегакомплекса продуктивных неокомских отложений выделено 11 продуктивных пластов : АС<sub>12/3</sub>, АС<sub>12/1-2</sub>, АС<sub>12/0</sub>, АС<sub>11/2-4</sub>, АС<sub>11/1</sub>, АС<sub>11/0</sub>, АС<sub>10/2-3</sub>, АС<sub>10/1</sub>, АС<sub>10/0</sub>, АС<sub>9</sub>, АС<sub>7</sub>.

Пачка продуктивных пластов АС<sub>12</sub> залегает в основании мегакомплекса и является наиболее, с точки зрения формирования, глубоководной частью. В составе выделено три пласта АС<sub>12/3</sub>, АС<sub>12/1-2</sub>, АС<sub>12/0</sub>, которые разделяются между собой относительно выдержанными на большей части площади глинами, мощность которых колеблется от 4 до 10 м.

Залежи пласта АС<sub>12/3</sub> приурочены к моноклиналильному элементу (структурному носу), в пределах которого отмечаются малоамплитудные поднятия и впадины с зонами перехода между ними.

Основная залежь АС<sub>12/3</sub> вскрыта на глубинах 2620-2755м и является

литологически экранированной со всех сторон . По площади она занимает центральную терассовидную, наиболее приподнятую часть структурного носа и ориентирована с юго-запада на северо-восток. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8м до 1,4м. Дебиты нефти составляют от 1,02 м<sup>3</sup>/сут, Нд=1239м до 7,5 м<sup>3</sup>/сут при Нд=1327м. Размеры литологически экранированной залежи составляют 25,5км на 7,5 км, высота 126 м.

Залежь АС<sub>12/3</sub> вскрыта на глубинах 2640-2707 м и приурочена к Ханты-Мансийскому локальному поднятию и зоне его восточного погружения. Залежь контролируется со всех сторон зонами замещения коллекторов. Дебиты нефти невелики и составляют при различных динамических уровнях 0,4-8,5 м<sup>3</sup>/сут. Наиболее высокая отметка в сводовой части фиксируется на -2640 м, а наиболее низкая в (-2716 м). Размеры залежи 18 на 8,5 км, высота 76м. Тип литологически экранированный.

Основная залежь АС<sub>12/1-2</sub> является самой крупной на месторождении. Вскрыта на глубинах 2536-2728 м. Приурочена к моноклинали, осложнённой небольшими по амплитуде локальными поднятиями с зонами перехода между ними. С трёх сторон структура ограничена литологическими экранами и лишь на юге (к Восточно-Фроловской площади) коллектора имеют тенденцию к развитию. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне от 0,8 до 40,6м , при этом зона максимальных толщин (более 12 м) охватывает центральную часть залежи, а также восточную. Размеры литологически экранированной залежи 45 км на 25 км, высота 176 м.

В пласте АС<sub>12/1-2</sub> вскрыты залежи 7,5 на 7 км, высотой 7 м и 11 на 4,5 км, высотой 9 м. Обе залежи литологически экранированного типа.

Пласт АС<sub>12/0</sub> имеет меньшую по размерам зону развития. Основная залежь АС<sub>12/0</sub> представляет собой линзообразное тело, ориентированное с юго-запада на северо-восток. Размеры ее 41 на 14 км, высота 187 м. Дебиты

нефти изменяются от первых единиц м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях до 48 м<sup>3</sup>/сут.

Покрышка горизонта АС<sub>12</sub> образована мощной (до 60 м) толщей глинистых пород.

Выше по разрезу залегает пачка продуктивных пластов АС<sub>11</sub>, в состав которой входят АС<sub>11/0</sub>, АС<sub>11/1</sub>, АС<sub>11/2</sub>, АС<sub>11/3</sub>, АС<sub>11/4</sub>. Три последних соединены в единый подсчетный объект, имеющий очень сложное строение как по разрезу, так и по площади. В зонах развития коллекторов, тяготеющих к присводным участкам, наблюдаются наиболее значительные толщины горизонта с тенденцией увеличения на северо-восток (до 78,6 м). На юго-востоке этот горизонт представлен лишь пластом АС<sub>11/2</sub>, в центральной части - пластом АС<sub>11/3</sub>, на севере - пластом АС<sub>11/2-4</sub>.

Основная залежь АС<sub>11/1</sub> является второй по значению в пределах Приобского месторождения. Пласт АС<sub>11/1</sub> развит в присводной части валлообразного поднятия субмеридионального простирания, осложняющего моноклираль. С трёх сторон залежь ограничена зонами глинизации, а на юге граница проведена условно. Размеры основной залежи 48 на 15 км, высота 112 м. Дебиты нефти изменяются от 2,46 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1195 м до 11,8 м<sup>3</sup>/сут.

Пласт АС<sub>11/0</sub> выявлен в виде изолированных линзовидных тел на северо-востоке и на юге. Толщина его от 8,6 м до 22,8 м. Первая залежь имеет размеры 10,8 на 5,5 км, вторая 4,7 на 4,1 км. Обе залежи литологически экранированного типа. Характеризуются притоками нефти от 4 до 14 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне. Горизонт АС<sub>10</sub> вскрыт почти всеми скважинами и состоит из трех пластов АС<sub>10/2-3</sub>, АС<sub>10/1</sub>, АС<sub>10/0</sub>.

Основная залежь АС<sub>10/2-3</sub> вскрыта на глубинах 2427-2721 м и расположена в южной части месторождения. Тип залежи - литологически

экранированный, размеры 31 на 11 км, высота до 292 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 15,6 м до 0,8 м.

Основная залежь АС<sub>10/1</sub> вскрыта на глубинах 2374-2492 м . Размеры залежи 38 на 13 км, высота до 120 м. Южная граница проводится условно . Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 11,8 м. Безводные притоки нефти составили от 2,9 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1064 м до 6,4м<sup>3</sup>/сут .

Завершает разрез пачки пластов АС<sub>10</sub> продуктивный пласт АС<sub>10/0</sub>, в пределах которого выявлено три залежи, расположенные в виде цепочки субмеридиального простирания.

Горизонт АС<sub>9</sub> имеет ограниченное распространение и представлен в виде отдельных фациальных зон, располагающихся на северо-восточном и восточном участках структуры, а также в районе юго-западного погружения.

Завершает неокомские продуктивные отложения пласт АС<sub>7</sub>, который имеет мозаичную картину в размещении нефтеносных и водоносных полей.

Наибольшая по площади Восточная залежь вскрыта на глубинах 2291-2382 м. Ориентирована с юго-запада на северо-восток. Притоки нефти 4,9-6,7 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 1359-875 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 67,8 м. Размеры залежи 46 на 8,5 км, высота 91 м.

Всего в пределах месторождения открыто 42 залежи. Максимальную площадь имеет основная залежь в пласте АС<sub>12/1-2</sub> (1018 км<sup>2</sup> ), минимальную (10 км<sup>2</sup> )- залежь в пласте АС<sub>10/1</sub>.

### **Сводная таблица параметров продуктивных пластов в пределах эксплуатационного участка**

Таблица 1.1

Пласт	Средняя глубина, м	Средняя толщина	Открытая Порист	Нефтенасыщен	Коэффициент песчани	Расчлененность
-------	--------------------	-----------------	-----------------	--------------	---------------------	----------------

				ость. %	н. %	стоги	
		Общая, м	Эффект, м				
АС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	2529	10,2	1,9	17,6	60,4	0,183	1,8
АС <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	2593	66,1	13,4	18,1	71,1	0,200	10,5
АС <sub>11</sub> <sup>0</sup>	2597	20,3	1,9	17,2	57,0	0,091	2,0
АС <sub>11</sub> <sup>1</sup>	2672	47,3	6,4	17,6	66,6	0,191	6,1
АС <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	2716	235,3	4,9	17,6	67,2	0,183	4,5
АС <sub>12</sub> <sup>2</sup>	2752	26,7	4,0	17,7	67,5	0,164	3,3
АС <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	2795	72,8	12,8	18,0	69,8	0,185	9,3

## 1.6 Характеристика водоносных комплексов

Приобское месторождение является частью гидродинамической системы Западно--Сибирского артезианского бассейна. Его особенностью является наличие водоупорных глинистых отложений олигоцен-турона, толщина которых достигает 750м, разделяющих разрез мезо-кайнозоя на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

Верхний этаж объединяет осадки турон-четвертичного возраста и характеризуется свободным водообменом. В гидродинамическом отношении этаж представляет собой водоносную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой связаны между собой.

В состав верхнего гидрогеологического этажа входит три водоносных горизонта:

- водоносный горизонт четвертичных отложений;
- водоносный горизонт новомихайловских отложений;
- водоносный горизонт атлымских отложений.

Сравнительный анализ водоносных горизонтов показал, что в качестве основного источника крупного централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения может быть принят атлымский водоносный горизонт. Однако вследствие значительного сокращения затрат на эксплуатацию может быть рекомендован новомихайловский горизонт .

Нижний гидрогеологический этаж представлен отложениями сеноман-юрского возраста и обводненными породами верхней части доюрского фундамента. На больших глубинах в обстановке затрудненного, а местами и почти застойного режима, формируются термальные высокоминерализованные воды, имеющие высокую газонасыщенность и повышенную концентрацию микроэлементов. Нижний этаж отличается надежной изоляцией водоносных горизонтов от поверхностных природно-климатических факторов. В его разрезе выделяется четыре водоносных комплекса. Все комплексы и водоупоры прослеживаются на значительном расстоянии, но в то же время на Приобском месторождении наблюдается глинизация второго комплекса.

Для заводнения нефтяных пластов в Среднем Приобье широко используются подземные воды апт-сеноманского комплекса, сложенного толщей слабосцементированных, рыхлых песков, песчаников, алевролитов и глин уватской, ханты-мансийской и викуловской свит, хорошо выдержанных по площади, довольно однородных в пределах участка. Воды отличаются малой коррозионной способностью из-за отсутствия в них сероводорода и кислорода.

### **1.7 Физико-химические свойства пластовых флюидов**

Пластовые нефти по продуктивным пластам АС10, АС11 и АС12 не имеют значительных различий по своим свойствам. Характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой. В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности, давление насыщения в 1,5 -2 раза ниже пластового ( высокая степень пережатия).

Экспериментальные данные об изменчивости нефтей по разрезу эксплуатационных объектов месторождения свидетельствуют о незначительной неоднородности нефти в пределах залежей.

Нефти пластов АС10, АС11, и АС12 близки между собой, более лёгкая нефть в пласте АС11, молярная доля метана в ней 24,56%, суммарное содержание углеводородов  $C_2H_6 - C_5H_{12}$  - 19,85%. Для нефтей всех пластов характерно преобладание нормальных бутана и пентана над изомерами.

Количество лёгких углеводородов  $CH_4 - C_5H_{12}$ , растворённых в разгазированных нефтях, составляет 8,2-9,2%.

Нефтяной газ стандартной сепарации высокожирный (коэффициент жирности более 50), молярная доля метана в нём составляет 56,19(пласт АС10)- 64,29(пласт АС12). Количество этана намного меньше, чем пропана, отношение  $C_2H_6 / C_3H_8$  равно 0,6, что характерно для газов нефтяных залежей. Суммарное содержание бутанов 8,1-9,6%, пентанов 2,7-3,2%, тяжелых углеводородов  $C_6H_{14} +$  высшие 0,95-1,28%. Количество диоксида углерода и азота невелико, около 1%.

Разгазированные нефти всех пластов сернистые, парафинистые, малосмолистые, средней плотности.

Нефть пласта АС10 средней вязкости, с содержанием фракций до 350\_С больше 55%, нефти пластов АС11 и АС12 вязкие, с содержанием фракций до 350\_С от 45% до 54,9%.

Технологический шифр нефтей пласта АС10 - II Т1П2, пластов АС11 и АС12- II Т2П2.

Оценка параметров, обусловленных индивидуальными характеристиками нефтей и газов, выполнена в соответствии с наиболее вероятными условиями сбора, подготовки и транспорта нефти на месторождении.

Условия сепарации следующие:

ступень - давление 0,785 Мпа, температура 10\_С;

ступень - давление 0,687 Мпа, температура 30\_С;

ступень - давление 0,491 Мпа, температура 40\_С;

ступень - давление 0,103 Мпа, температура 40\_С.

**Сопоставление средних значений пористости и проницаемости  
коллекторов пластов АС10-АС12 по керну и ГИС**

Таблица 1.2

Пласт	ГИС			Керн			
	Кол-во Скважин	Кпо, %	Кпр, мД	Кол-во Скважин	Кол-во Образцов	Кпо, %	Кпр, мД
АС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	21	17.7	6.2	5	16	17.4	2.1
АС <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	58	18.7	21.2	21	297	19.3	13.9
АС <sub>11</sub> <sup>0</sup>	12	16.5	9.4	33	15	18.1	16.8
АС <sub>11</sub> <sup>1</sup>	47	18.7	51.8	23	329	20.1	31.9
АС <sub>11</sub> <sup>2-4</sup>	19	18.1	5.7	9	16	18.5	8.1
АС <sub>12</sub> <sup>2</sup>	64	18.2	4.7	34	744	17.6	3.4
АС <sub>12</sub> <sup>3-4</sup>	73	18.1	4.1	31	427	17.5	1.8

### 1.8 Оценка запасов нефти

Оценка запасов нефти Приобского месторождения выполнена в целом по пластам без дифференциации по залежам. В связи с отсутствием пластовых вод в литологически ограниченных залежах, запасы рассчитывались по чисто нефтяным зонам.

Балансовые запасы нефти Приобского месторождения оценивались объемным методом.

Основой для расчета моделей пластов являлись результаты интерпретации ГИС. При этом в качестве граничных значений коллектор-неколлектор были приняты следующие оценки параметров пластов:  $K_{оп} \geq 0.145$ , проницаемость  $\geq 0.4$  мД. Из коллекторов и, следовательно, подсчета запасов исключались зоны пластов, в которых значения указанных параметров были меньше кондиционных.

При подсчете запасов использовался метод перемножения карт трех основных подсчетных параметров: эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности. Эффективный нефтенасыщенный объем рассчитывался отдельно по категориям запасов.

Выделение категорий запасов выполнено в соответствии с «Классификацией запасов месторождений ...» (1983 г.) . В зависимости от изученности залежей Приобского месторождения запасы нефти и растворенного газа в них подсчитаны по категориям В, С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub>. Запасы категории В выделены в пределах последних скважин эксплуатационных рядов на левобережном разбуренном участке месторождения. Запасы категории С<sub>1</sub> выделялись на участках, изученных разведочными скважинами, в которых были получены промышленные притоки нефти или имелась положительная информация по ГИС. Запасы в неизученных бурением зонах залежей классифицировались по категории С<sub>2</sub>. Граница между категориями С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> проводилась на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (500х500 м), как это и предусмотрено «Классификацией ...».

Оценка запасов завершалась перемножением полученных объемов нефтенасыщенных коллекторов по каждому пласту и в пределах выделенных категорий на плотность дегазированной при ступенчатой сепарации нефти и пересчетный коэффициент. Следует отметить, что они несколько отличаются от принятых ранее. Связано это, во-первых с исключением из расчетов скважин, расположенных далеко за пределами лицензионного участка, а, во-вторых с изменениями индексации пластов в отдельных разведочных скважинах в результате новой корреляции продуктивных отложений.

Принятые подсчетные параметры и полученные результаты подсчета запасов нефти и приведены ниже.

### **1.8.1 Запасы нефти**

По состоянию на 01.01.98 г на балансе ВГФ запасы нефти числятся в объеме :

Категория С1 балансовые 1991281 тыс.т.

Извлекаемые 613380 тыс.т.

КИН 0.308

Категория С2 балансовые 571506 тыс.т.

Извлекаемые 63718 тыс.т.

КИН 0.111

Категория С1+С2 балансовые 256287 тыс.т.

Извлекаемые 677098 тыс.т.

КИН 0.264

### Запасы нефти по пластам

Таблица 1.3

Пласт	Категория ВС1			Категория С2			Всего		
	баланс вые	Извл	КИН	баланс ые	Извлекае м.	КИН	Балансов ые	Извлека ем.	КИН
АС10	278503	74797	0,269	74858	8059	0,11	353361	82856	0,234
АС11	703840	272021	0,386	31624	5519	0,18	735464	277540	0,377
АС12	990308	264360	0,267	404680	44468	0,11	1394988	308828	0,221
АС7	15403	1879	0,122	60344	5672	0,09	75747	7551	0,1
АС9	3227	323	0,1				3227	323	0,1
Итого	1991281	613380	0,308	571506	63718	0,11	2562787	677098	0,264

По разбуренному участку левобережной части Приобского месторождения была проведена Партией подсчета запасов АО «Юганскнефтегаз».

В разбуренной части сосредоточено 109438 тыс.т. балансовых и 31131 тыс.т. извлекаемых запасов нефти при КИН 0,284.

По разбуренной части по пластам запасы распределены следующим образом:

Пласт АС10 балансовые 50%

Извлекаемые 46%

Пласт АС11 балансовые 15%

Извлекаемые 21%

Пласт АС12 балансовые 35%

Извлекаемые 33%

На рассматриваемой территории основной объем запасов сосредоточен в пластах АС10 и АС12. Данный участок содержит 5,5 % запасов м/р . 19,5% запасов пласта АС10; 2,4%--АС11; 3,9%--АС12.

### Приобское м/р (левобережная часть)

### Запасы нефти по зоне эксплуатации

Таблица 1.4

Пласт	Категория запасов	Запасы нефти ,тыс.т.		КИН доли ед.
		балансовые	извлекаемые	
АС10	В	49370	12986	0,263
	С1	4937	1299	0,263
	ВС1	54307	14285	0,263
АС11	В	15044	5994	0,398
	С1	1204	599	0,398
	ВС1	16548	6593	0,398
АС12	В	35075	9321	0,266
	С1	3508	932	0,266
	ВС1	38583	10253	0,266
Всего	В	99489	28301	0,284
	С1	9949	2830	0,284
	ВС1	109438	31131	0,284

\*) По части территории категории С1 ,из которой осуществляется добыча нефти

## **2. Способы добычи, применяемое оборудование**

Разработка каждого эксплуатационного объекта АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> проводилась при размещении скважин по линейной трехрядной треугольной схеме с плотностью сетки 25 га/скв, с бурением всех скважин до пласта АС<sub>12</sub>.

В 2007 г. СибНИИНП было подготовлено "Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки левобережной части Приобского месторождения, включая пойменный участок N4", в котором были даны коррективы по разработке левобережной части месторождения с подключением в работу новых кустов N140 и 141 в пойменной части месторождения. В соответствии с этим документом предусматривается реализация блоковой трехрядной системы (плотность сетки - 25 га/скв) с переходом в дальнейшем на более поздней стадии разработки на блочно-замкнутую систему.

Динамика основных технико-экономических показателей разработки представлена в таблице 2.1

### **2.1 Динамика основных показателей разработки Приобского месторождения**

таблица 2.1

	Показатели	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1	Добыча нефти, тыс.т	2,30	23,00	127,00	264,00	426,00	538,00	597,00	715,00	810,00	1062,00	1184,00	1350,00	1485,00
2	Действующ. фонд доб.скв на конец года, шт	1	9	27	62	138	210	306	354	237	296	302	321	332
3	Фонд доб.скв на конец года, шт	1	9	32	64	123	234	372	450	457	432	413	422	414
4	Фонд мех.скв на конец года, шт.	0	4	13	40	71	148	209	323	347	379	379	379	373
5	Фонд нагн.скв на конец года, шт.	0	0	0	11	16	22	23	27	45	79	104	119	127
6	Среднегодовая обводненность (весовая), %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	2,10	1,00	2,08	1,98	3,97	6,18	9,8
7	Добыча жидкости всего, т.т.	2,30	24,00	127,00	264,00	426,00	545,00	610,00	722,00	828,00	1083,46	1233,00	1439,00	1608,00
8	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,00	100,00	621,00	735,00	719,00	704,00	778,50	1570,00	1774,00	2094,00	2362,00
9	Сред.дебит действ.скв.по нефти, т/сут	20,70	17,10	17,50	20,40	16,10	10,70	7,70	6,90	9,00	11,50	11,50	13,10	13,6
10	Сред.дебит действ.скв.по жидкости, т/сут	20,70	17,10	17,50	20,40	16,10	10,80	7,90	7,00	9,20	11,90	12,00	14,00	16,9
11	Темп отбора от нач.извл.запасов, %	0,00	0,00	0,1	0,67	1,08	1,39	1,55	1,84	2,11	2,76	2,13	2,24	2,6
12	Добыча нефти с начала разработки, т.т.	2,30	25,30	152,30	416,30	842,30	1380,30	1977,30	2692,30	3502,30	4564,30	5748,30	7098,30	8583,3

## **2.2 Анализ основных технико-экономических показателей разработки**

Динамика показателей разработки на основании таблицы 2.1 представлена на рис. 2.1 .

Приобское месторождение разрабатывается с 1988 года.. За 12 лет разработки , как видно из таблицы 3. , добыча нефти постоянно растет .

Если в 1988 году она составляла 2300 тонн нефти, то к 2010 году достигла 1485000 т., добыча жидкости возросла от 2300 до 1608000 т..

Таким образом к 2010 году накопленная добыча нефти составила 8583,3 тыс.т. (таблица 3.1) .

С 1991 года для поддержания пластового давления в эксплуатацию вводятся нагнетательные скважины и начинается закачка воды. На конец 2010 года нагнетательный фонд составляет 132 скважины, а закачка воды росла с 100 до 2362 тыс.т. к 2010 году . С ростом закачки увеличивается средний дебит действующих скважин по нефти. К 2010 году дебит увеличивается, что объясняется правильным выбором количества закачиваемой воды.

Также с момента ввода в эксплуатацию нагнетательного фонда начинается рост обводненности продукции и к 2010 году она достигает отметки - 9,8 % , первые 5 лет обводненность - 0 % .

Фонд добывающих скважин к 2010 году составил 414 скважины, из них скважин, добывающих продукцию механизированным способом - 373 К 2010 году накопленная добыча нефти составила 8583,3 тыс.т. (таблица 2.1) .

Приобское месторождение является одним из самых молодых и перспективных в Западной Сибири.

## **2.3 Особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин**

Месторождение отличается низкими дебитами скважин. Основными проблемами разработки месторождения явились низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приемистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давление по залежам при осуществлении ППД (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта АС<sub>12</sub>. Из-за низких дебитов многие скважины этого пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределенный срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту АС<sub>12</sub> является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Приобское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Коллектора горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub> относятся к средне и низкопродуктивным, а АС<sub>12</sub> - к аномально низкопродуктивным.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи.

Это подтверждает опыт разработки эксплуатационного участка левобережной части.

### **3. Применяемые методы увеличения нефтеотдачи пластов**

#### **.1 Выбор метода воздействия на нефтяную залежь**

Выбор метода воздействия на нефтяные залежи определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются геолого-физические характеристики залежей, технологические возможности осуществления метода на данном месторождении и экономические критерии. Перечисленные выше методы воздействия на пласт имеют многочисленные модификации и, в своей основе, базируются на огромном наборе составов используемых рабочих агентов. Поэтому при анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приобскому месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь низкую проницаемость коллекторов) и пластовых флюидов.

Из методов интенсификации добычи нефти воздействием на призабойную зону скважины наиболее широко распространены:

- гидроразрыв пласта;
- кислотные обработки;
- физико-химические обработки различными реагентами;
- теплофизические и термо-химические обработки;
- импульсно-ударное, виброакустическое и акустическое воздействие.

#### **3.2 Геолого-физические критерии применимости различных методов воздействия на Приобском месторождении**

Основными геолого-физическими характеристиками Приобского

месторождения для оценки применимости различных методов воздействия являются:

глубина продуктивных пластов- 2400-2600 м,  
залежи литологически экранированные, естественный режим - упругий замкнутый,

толщина пластов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub> соответственно до 20,6 , 42,6 и 40,6м.

начальное пластовое давление- 23,5-25 МПа,  
пластовая температура- 88-90<sup>0</sup>С,  
низкая проницаемость коллекторов, средние значения по результатам исследования керн - по пластам АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub> соответственно 15,4, 25,8, 2,4 мД,

высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов,  
плотность пластовой нефти- 780-800 кг/м<sup>3</sup>,  
вязкость пластовой нефти- 1,4-1,6 мПа\*с,  
давление насыщения нефти 9-11 МПа,  
нефть нафтенового ряда, парафинистая и малосмолистая.

Сопоставляя представленные данные с известными критериями эффективного применения методов воздействия на пласт можно отметить, что, даже без детального анализа, из перечисленных выше методов для Приобского месторождения могут быть исключены: тепловые методы и полимерное заводнение (как метод вытеснения нефти из пластов). Тепловые методы применяются для залежей с высоковязкими нефтями и на глубинах до 1500-1700 м. Полимерное заводнение предпочтительно использовать в пластах проницаемостью более 0,1 мкм<sup>2</sup> для вытеснения нефти с вязкостью от 10 до 100 мПа\*с и при температуре до 90<sup>0</sup>С (для более высоких температур применяются дорогостоящие, специальные по составам полимеры).

### 3.2.1 Заводнение пластов

Опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что заводнение оказывается довольно эффективным методом воздействия на низкопроницаемые коллектора при строгом соблюдении необходимых требований к технологии его осуществления.

В числе основных причин, вызывающих снижение эффективности заводнения низкопроницаемых пластов оказываются:

ухудшение фильтрационных свойств породы за счет:

набухания глинистых составляющих породы при контакте с закачиваемой водой,

засорения коллектора мелкодисперсными механическими примесями, находящимися в закачиваемой воде,

выпадением в пористой среде коллектора осадков солей при химическом взаимодействии нагнетаемой и пластовой воды,

уменьшение охвата пласта заводнением вследствие образования вокруг нагнетательных скважин трещин-разрыва и распространения их в глубь пласта (для прерывистых пластов возможно также некоторое увеличение охвата пласта по разрезу),

значительная чувствительность к характеру смачиваемости пород нагнетаемым агентом значительное снижение проницаемости коллектора за счет выпадения парафинов.

Проявление всех этих явлений в низкопроницаемых коллекторах вызывает более существенные последствия, чем в высокопроницаемых породах.

Для устранения влияния на процесс заводнения указанных факторов используются соответствующие технологические решения: оптимальные

сетки скважин и технологические режимы эксплуатации скважин, нагнетание в пласты воды необходимого типа и состава, соответствующая ее механическая, химическая и биологическая очистка, а также добавка в воду специальных компонентов.

Для Приобского месторождения заводнение следует рассматривать в качестве основного метода воздействия .

Применение растворов ПАВ на месторождении было отвергнуто, в первую очередь, по причине низкой эффективности этих реагентов в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Для Приобского месторождения и щелочное заводнение не может быть рекомендовано по следующим причинам :

основной из них является преимущественная структурная и слоистая глинистость коллекторов. Глинистые агрегаты представлены каолинитом, хлоритом и гидрослюдой. Взаимодействие щелочи с глинистым материалом может привести не только к набуханию глин, но и к разрушению породы. Щелочной раствор низкой концентрации увеличивает коэффициент набухаемости глин в 1,1-1,3 раза и снижает проницаемости породы в 1,5-2 раза по сравнению с пресной водой , что является критичным для низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения. Применение растворов высокой концентрации (снижающих набухаемость глин) активизирует процесс разрушения породы. Кроме того, глины с высокой способностью к ионному обмену могут отрицательно воздействовать на оторочку щелочного раствора в результате замены натрия на водород.

- сильно развитая неоднородность пласта и большое число пропластков, приводящие к низкому охвату пласта раствором щелочи.

Основным препятствием к применению эмульсионных систем для воздействия на залежи Приобского месторождения являются низкие

фильтрационные характеристики коллекторов месторождения. Создаваемые эмульсиями фильтрационные сопротивления в низкопроницаемых коллекторах приведут к резкому уменьшению приемистости нагнетательных скважин и снижению темпов отбора нефти.

### **3.3 Методы воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи**

#### **.3.1 Кислотные обработки**

Кислотные обработки пластов осуществляются как для увеличения, так и для восстановления проницаемости коллектора призабойной зоны скважины. Большинство этих работ проведено при переводе скважин в нагнетание и последующего увеличения их приемистости.

Стандартная кислотная обработка на Приобском месторождении заключается в приготовлении раствора в составе 14% HCl и 5% HF, объемом из расчета 1,2-1,7 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированной толщины пласта и закачки его в интервал перфорации. Время реагирования составляет около 8 часов.

При рассмотрении эффективности воздействия неорганических кислот принимались во внимание нагнетательные скважины с длительной (более одного года) закачкой воды до обработки.. Кислотная обработка ПЗС в нагнетательных скважинах оказывается довольно эффективным методом восстановления их приемистости. В качестве примера, в таблице 3.1 представлены результаты обработок по ряду нагнетательных скважин.

#### **Результаты обработок в нагнетательных скважинах**

Таблица 3.1

Скв-на	Дата обработки	Приемистость до	Приемистость	Давление	Тип
--------	----------------	-----------------	--------------	----------	-----

		обработки (м <sup>3</sup> /сутки)	после обработки (м <sup>3</sup> /сутки)	закачки (атм)	кислоты
103	10.2009	30	220	185	HCl
91	06.2009	140	480	155	HCl
1127	12.2009	0	360	175	HCl
1765	11.2009	30	280	180	HCl
2770	04.2009	0	335	175	HCl
1792	01.2010	30	288	170	HCl
2712	08.2010	0	410	170	HCl
2734	07.2010	30	410	170	HCl
2730	08.2010	0	340	170	HCl

Анализ проведенных обработок показывает, что композиция соляной и плавиковой кислоты улучшает проницаемость ПЗС Приемистость скважин увеличивалась от 1,5 до 10 раз, эффект прослеживается от 3 месяцев до 1 года.

Таким образом, на основании анализ проведенных на месторождении кислотных обработок, можно сделать вывод о целесообразности осуществления кислотных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью восстановления их приемистости.

### 3.3.2 Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Гидроразрыв широко используется как в отечественной, так и зарубежной практике нефтедобычи.

Значительный опыт ГРП уже накоплен на Приобском месторождении. Анализ, выполненных на месторождении ГРП, указывает на высокую эффективность для месторождения данного вида интенсификации добычи, несмотря на существенные темпы падения дебита после ГРП. Гидроразрыв пласта в случае с Приобским месторождением является не только методом интенсификации добычи, но и увеличения нефтеотдачи. Во-первых, ГРП позволяет подключить недренируемые запасы нефти в прерывистых

коллекторах месторождения. Во-вторых, данный вид воздействия позволяет отобрать дополнительный объем нефти из низкопроницаемого пласта АС<sub>12</sub> за приемлемое время эксплуатации месторождения.

### **Оценка дополнительной добычи от проведения ГРП на Приобском месторождении.**

Внедрение метода ГРП на Приобском месторождении началось в 2006 году, как одного из наиболее рекомендуемых методов интенсификации в данных условиях разработки.

За период с 2006 по январь 2011 года на месторождении было проведено 263 ГРП (61% фонда). Основное количество ГРП было произведено в 2008 году - 126.

На конец 2008 года дополнительная добыча нефти за счёт ГРП уже составила около 48% от всей добытой за год нефти. Причём большая часть дополнительной добычи составила нефть пласта АС-12 - 78,8% от всей добычи по пласту и 32,4% от добычи в целом. По пласту АС11 - 30,8% от всей добычи по пласту и 4,6% от добычи в целом. По пласту АС10 - 40,5% от всей добычи по пласту и 11,3% от добычи в целом.

Как видно, основным объектом для проведения ГРП являлся пласт АС-12 как наиболее низкопродуктивный и содержащий большую часть запасов нефти по левобережной зоне месторождения.

На конец 2010 года дополнительная добыча нефти за счёт ГРП составила более 44 % добычи нефти от всей добытой за год нефти.

Динамика добычи нефти по месторождению в целом, а также дополнительная добыча нефти за счёт ГРП представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2

Доп.добыча от ГРП	ГОДЫ							
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Доп.добыча от ГРП,тыс.т.	2.5	4,9	17,6	79,7	346,7	611.0	701.0	606.0
в % от общей добычи по месторождению в целом, %.	0.42	0,91	2,9	11,1	42,8	57,5	59,2	44,9

Существенный рост добычи нефти за счёт ГРП налицо. Начиная с 2006 г. дополнительная добыча от ГРП составила 4900 т.. С каждым годом прирост добычи от гидроразрыва растет. Максимальное значение прироста - 2009 год ( 701000 т. ) ., к 2010 году значение дополнительной добычи падает до 606000 т., что ниже , чем в 2008 году на 5000 т..

Таким образом, ГРП следует рассматривать основным способом увеличения нефтеотдачи на Приобском месторождении.

### 3.3.3 Повышение эффективности перфорации

Дополнительным средством повышения продуктивности скважин является совершенствование перфорационных работ, а также образование дополнительных фильтрационных каналов при перфорации.

Совершенствование перфорации ПЗС может быть достигнуто за счет применения более мощных перфорационных зарядов для увеличения глубины перфорационных каналов, увеличения плотности перфорации и использования фазировки .

К методам создания дополнительных фильтрационных каналов может быть отнесена, к примеру, технология создание системы трещин при вторичном вскрытии пласта перфораторами на трубах - система трещинной перфорации пласта (СТПП).

Впервые эта технология была применена фирмой Marathon (штат Техас, США) в 2006 году. Ее суть заключается в перфорации продуктивного пласта мощными 85,7 миллиметровыми перфораторами плотностью около 20 отверстий на метр при репрессии на пласт с последующим закреплением перфорационных каналов и трещин расклинивающим агентом - бокситом фракции от 0,42 до 1,19 мм.

В результате промысловых испытаний технологии (около 120 обработок), в основном, на месторождениях Канады, был определен наиболее оптимальный компонентный состав продавочной жидкости и порядок выполнения операций. В качестве “головной” порции жидкости (около 250 м НКТ над перфораторами) может заливаться кислотный состав, нефть, метанол или солевые растворы. Выше располагается “носитель” - цилиндрическая установка с расклинивающим агентом (боксит и др.) в оболочке, раскрывающейся с помощью специальных зарядов. срабатывающих одновременно с основными перфораторами при создании на

устье колонны НКТ давления 30-50 МПа. При срабатывании перфораторов устьевое давление в течение 15-30 секунд снижается в 2-2,5 раза. Над носителем располагается азот или другой сжимаемый газ, который обеспечивает рост общей энергии системы. За счет расширения азота достигаются высокие скорости поступления жидкости и расклинивающего агента в отверстия перфорации. Для сжатия газа сверху используются вязкие буферные жидкости.

Промысловые испытания показывают, что эффективность данного метода равноценна гидроразрыву с закачкой в трещины около 2 тонн расклинивающего агента.

Согласно рекомендациям применение СТПП на Приобском месторождении рекомендуется проводить по данным ГИС в зависимости от проницаемости вскрытого пласта.

Если минимальная проницаемость пропластков составляет 2-5 мД, то использование СТПП считается авторами предпочтительнее, чем ГРП. При этом гидроразрыв может быть применен в дальнейшем.

Технология может быть применена также как метод оценки добывных возможностей пласта для проектирования более дорогостоящих интенсифицирующих обработок.

В ходе разработки Приобского месторождения выполнялись мероприятия, направленные на увеличения охвата пластов воздействием и более полного вовлечения их в работу.

Выполнялись:

дострел интервала перфорации в пределах вскрытого горизонта  
приобщение пластов

Основные работы по приобщению и дострелу пластов Приобского месторождения произведены в 2007-2010 годах. Результаты проведения

мероприятий по дострелу представлены в табл. 3.3 , по приобщениям в таблице 3.4

**Сводная таблица результатов дострелов за период 2007 -2010 года.**

**год**

**Таблица 3.3**

Результаты	Пласты			
	AC10	AC11	AC12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	4	4	25	33
Общая эфф.мощн.дострела(м.)	3.2	31.8	251	286
В среднем по 1 скважине(м.)	0.8	7.95	10.04	8.67
Средний прирост дебита(т/сут)	0	9.1	10.1	9.6
Прирост добычи (т)	0	1 547	12 254	13 801

**2008 год**

Результаты	Пласты			
	AC10	AC11	AC12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	2	10	26	38
Общая эфф.мощн.дострела(м.)	7.2	8.4	152	167.6
В среднем по 1 скважине(м.)	3.6	0.84	5.84	4.41
Средний прирост дебита(т/сут)	0	6.85	0	6.85
Прирост добычи (т)	0	6 013	0	6 013

**год**

Результаты	Пласты			
	AC10	AC11	AC12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	2	0	7	9
Общая эфф.мощн.дострела(м.)	1.2	0	4.6	5.8
В среднем по 1 скважине(м.)	1.2	0	1.5	0.6
Средний прирост дебита(т/сут)	4.4	0	0	4.8
Прирост добычи (т)	1500	0	5000	6500

**2010 год**

Результаты	Пласты			
	AC10	AC11	AC12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	35	0	20	55
Общая эфф.мощн.дострела(м.)	---	---	---	---
В среднем по 1 скважине(м.)	---	---	---	---
Средний прирост дебита(т/сут)	8.64	0	2,36	5.5
Прирост добычи (т)	7973.9	0	729.5	8703.4

Судя по таблице 3.3 , наибольшее количество мероприятий по дострелу было произведено в 2010 году , в 2009 году - самое минимальное - 9 . количество дострелов за весь период по пластам : АС10 - 43 , АС11 - 14 , АС12 - 78 . Пласт АС12 , как самый низкопродуктивный , но наиболее значимый по запасам , гораздо чаще остальных пластов подвергался дострелу, т.к. с увеличением охвата пласта воздействием растет нефтеотдача.

Несмотря на то , что в 2010 г. осуществлялось наибольшее количество дострелов , прирост добычи составил 8703,4т. , что меньше , чем в 2007г. - 13801т. , но больше , чем в 2008 г. - 6013 т. , и в 2009 г. -6500т .

Анализируя результаты мероприятия можно сделать вывод , что прирост добычи напрямую зависит не от количества дострелов , а от общей эффективной мощности пласта. Максимальная эфф. мощность в 2007 г., ее значение - 286 м.. , в этот же год - . максимальный прирост в добыче ( 13801 т.) .

Для более полного вовлечения пластов в работу в ходе разработки проводились мероприятия по приобщению пластов , т.е. в..скважине , в которой уже были проведены перфорационные работы на каком - то пласте ранее , проводят перфорацию вторично , но уже другого пласта.

Результаты таких приобщений представлены в таблице 3.4

**Сводная таблица результатов приобщений за период 2007 -2010 гг.**

таблица 3.4

Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	16	14	20	50
Общая эфф.мощн.дострела(м.)	220.7	168.6	416	805.3
В среднем по 1 скважине(м.)	13.79	12.04	20.8	16.11
Средний дебит(т/сут)	6.9	6.4	4.9	6.07
Прирост добычи (т)	9 292	6 042	5 309	20 643

**2008**

Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	8	5	28	41
Общая эфф.мощн.дострела(м.)	78.2	86.9	593	758.1
В среднем по 1 скважине(м.)	9.77	17.38	21.18	18.49
Средний дебит(т/сут)	4	6.7	0	5.35
Прирост добычи (т)	6 498	5 698	0	12 196

**2009**

Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	0	0	5	5
ВОбщая эфф.мощн.дострела(м.)			0	0
в среднем по 1 скважине(м.)			0	0
Средний дебит(т/сут)	0	0	0	0
Прирост добычи (т)	0	0	0	0

**2010**

Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Кол-во дострелов (скв.)	88	12	0	100
Общая эфф.мощн.дострела(м.)				819.1
В среднем по 1 скважине(м.)				
Средний дебит(т/сут)	10.5	9.4	0	9.9
Прирост добычи (т)	21272.4	2901.3	0	24173.7

По данным таблицы 3.4 самый удачный год для проведения данного

метода интенсификации является - 2010 г., т.к. 2010 год характеризуется максимальными показателями за весь период . ( кол-во приобщений - 100 ,

общая эффективная мощность приобщения - 819,1 м , прирост добычи - 24173,7 т.) , Неудачный год по результатам таблицы 3.4 для проведения приобщений , как и для дострелов - 2009 год. В 2007 г. прирост добычи составил 20643 т. , число мероприятий - 50 , в 2008 г. соответственно 12196 т. и 41 приобщений . В общем за 4 года количество приобщений на пласт АС10 составило порядка 112 , АС11 - 31 , АС12 - 53. , в целом за рассматриваемый период было проведено 196 приобщений.

С момента проведения мероприятий в 2007 г. средний прирост дебита составил 6,07 т./сут. , добычи - 20643 т. , к 2008 г. дебит упал до отметки 5,35 т./сут , прирост добычи снизился до 12196 т. , 2009 г. характеризуется нулевыми результатами , а в 2010 г. - резкий рост дебита до 9,9 т./сут. , добычи - до 24173,7 т.

Для сравнения методов по результатам проведения операций представлена таблица 3.5

Таблица 3.5

Мероприятия	Количество	Доп.добыча
<b>Приобщения</b>	196	57012,7
<b>Дострелы</b>	135	33517,4
<b>ИТОГО</b>	331	90530,1

Как видно из сводной таблицы 3.5 , за период 2007-2010 гг. дополнительная добыча от приобщений за 4 года составила 57012,7 т. , что больше на 23495,3 т. прироста добычи нефти за тот же период от дострелов , а число проведенных приобщений больше на 61 операцию

В общем за весь период было проведено 331 перфорационных работ и суммарная дополнительная добыча от них составила 90530,1 т.нефти.

В процентном соотношении от общей добычи по месторождению в целом дополнительная добыча от методов перфорации по годам составляла : в 2007 г. - 4,25% , в 2008 г. - 1,7% , в 2009 г. - 0,55 % , в 2010 - 2,43 % .

Дополнительным средством повышения продуктивности скважин является совершенствование перфорационных работ, а также образование дополнительных фильтрационных каналов при перфорации.

Таким образом , дострел интервала перфорации в пределах вскрытого горизонта и приобщение пластов , можно рекомендовать как мероприятия, направленные на увеличения охвата пластов воздействием и более полного вовлечения их в работу.

## **Заключение**

Анализ существующих методов интенсификации добычи нефти показывает, что в качестве основного метода стимулирования добывающих скважин Приобского месторождения следует рекомендовать ГРП. Наиболее эффективным методом восстановления приемистости нагнетательных скважин является кислотная обработка ПЗС.

Дополнительным направлением интенсификации добычи нефти на месторождении является повышение эффективности перфорации.

Для удаления возможных отложений АСПО и жидкости глушения в ПЗС предлагается использовать обработки растворителями.

Следует также в дальнейшем провести опытно-промысловые испытания других методов воздействия на ПЗС и, в первую очередь, для добывающих скважин - технологии ГОС и обработку растворителями, а для нагнетательных скважин - обработку растворами ПАВ.