

Министерство образования Республики Беларусь  
Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого  
Машиностроительный факультет  
Кафедра разработки, эксплуатации нефтяных месторождений и транспорта  
нефти

Дипломная работа  
Анализ характеристик обводнения нефтедобывающих скважин на Южно-  
Сосновском месторождении

Гомель

## ОГЛАВЛЕНИЕ

### ВВЕДЕНИЕ

### ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮЖНО-СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

#### .1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

#### .2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТРАТИГРАФИИ И ЛИТОЛОГИИ ОСАДОЧНОГО РАЗРЕЗА

#### .3 ТЕКТОНИКА

#### .4 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

#### .5 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### ГЛАВА 2. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ИЗБЫТОЧНЫМИ ВОДОПРИТОКАМИ

#### .1 ПРИЧИНЫ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

##### .1.1 НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, НКТ ИЛИ ПАКЕРА

##### .1.2 ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ

##### .1.3 ДВИЖЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА

##### .1.4 ОБВОДНЕННЫЙ ПРОПЛАСТОК БЕЗ ВНУТРИПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ

##### .1.5 ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ИЛИ РАЗЛОМЫ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ И ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНАМИ

##### .1.6 ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ИЛИ РАЗЛОМЫ, СВЯЗЫВАЮЩИЕ НЕФТЯНОЙ И ВОДЯНОЙ ПЛАСТЫ

##### .1.7 КОНУСО- или ЯЗЫКООБРАЗОВАНИЕ

##### .1.8 КОМПЛЕКСИРОВАННЫЕ ПРИЧИНЫ ИЗБЫТОЧНЫХ ВОДОПРИТОКОВ

#### .2 ОБСЛЕДОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

.2.1 ОБСЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

.2.2 ПОДГОТОВИТЕЛЬНО-ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

.2.3 ПРИМЕНЯЕМЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ

.2.4 МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ

.2.5 ИЗОЛЯЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД ЦЕМЕНТНЫМИ РАСТВОРАМИ

.2.6 ЖИДКОЕ СТЕКЛО

.2.7 БИОПОЛИМЕР

.2.8 ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ПРИ ВИР

.3 ТЕХНОЛОГИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО СКВАЖИНАМ

.4 РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ)

.5 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОБВОДНЕННОСТИ ЗАЛЕЖИ

.1 АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И ИХ ТЕКУЩИХ ДЕБИТОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ, ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ЗОНАХ ОТБОРА И ЗАКАЧКИ

.2 ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЗАЛЕЖИ

.3 АНАЛИЗ ОБВОДНЕННОСТИ ЗАЛЕЖИ

ГЛАВА 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ

РЕШЕНИЙ ЮЖНО-СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УГЛЕВОДОРОДОВ

ГЛАВА 5. ОХРАНА ТРУДА И ЭКОЛОГИЯ

.1 ОРГАНИЗАЦИЯ ОХРАНЫ ТРУДА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

.2 ВИДЫ ИНСТРУКТАЖЕЙ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ИХ ПЕРИОДИЧНОСТЬ

.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА, ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ТРУДА

.4 ОРГАНИЗАЦИЯ ПОЖАРНОЙ ОХРАНЫ НА ПРЕДПРИЯТИИ

.5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АДП - аппарат депарафинизации;
- ВИР - водоизоляционные работы;
- ВЧ - взвешенные частицы;
- ВНК - водонефтяной контакт;
- ВНФ - водонефтяной фактор;
- ВУС - вязкоупругие составы;
- ГДИ - гидродинамические исследования;
- ГИС - геофизические исследования скважин;
- ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы;
- ГРП - гидроразрыв пласта;
- ГТМ - геолого-технические мероприятия;
- ГТМ - гидрофобный тампонажный материал;
- ИННК - импульсный нейтрон-нейтронный каротаж;
- ИНФП - изменение направления фильтрационных потоков;
- КИН - коэффициент извлечения нефти;
- НГДУ - нефтегазодобывающее управление;
- НИЗ - начальные извлекаемые запасы;
- КВД - кривая восстановления давления;
- КВУ - кривая восстановления уровней;
- КРС - капитальный ремонт скважины;
- МУН - методы увеличения нефтеотдачи;
- МЭР - месячный эксплуатационный рапорт;
- НИЗ - начальные извлекаемые запасы;
- НКТ - насосно-компрессорные трубы;
- ОПЗ - обработка призабойной зоны;

ПАВ - поверхностно-активные вещества;

ПГИ - промыслово-геофизические исследования;

ПЗС - призабойная зона скважины;

ПНП - повышение нефтеотдачи пласта;

ППД - поддержание пластового давления;

ПРС - подземный ремонт скважин;

ПТМ - полимерные тампонажные материалы;

РИР - ремонтно-изоляционные работы;

СГБ - сверхглубокая скважина;

СКО - соляно-кислотная обработка;

СТМ - сжимающиеся тампонажные материалы;

УВ - углеводороды;

УЗМТ - установка измерительная мобильная на базе КамАЗ;

УТ - утяжеленный тампонажный цемент;

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;

ЦПР - цементно-полимерные растворы;

ШГН - штанговый глубинный насос;

ЭЦН - электроцентробежный насос;

## ВВЕДЕНИЕ

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, добыча осложняется поступлением воды в призабойную зону пласта. Поступление воды в скважины снижает их дебит вплоть до полной остановки (самоглушение скважины). Вода способствует разрушению призабойной зоны пласта, выносу песка и образованию песчаных пробок в скважине. Обводнение скважин значительно снижает эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений и приводит к потере углеводородного сырья.

Основными причинами поступления воды в призабойную зону и ствол скважины являются: заколонные межпластовые перетоки (следствие не правильного цементирования скважин), неравномерное продвижение газоводонефтяного контакта.

На сегодняшний день, в стране, добывается три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из истощающихся пластов. Нефтяные компании стремятся к повышению эффективности добычи, и, как показывает практика, ограничение водопритоков является одним из самых быстрых и дешевых путей уменьшения эксплуатационных расходов и увеличения добычи углеводородов одновременно.

Настоящая работа посвящена исследованиям применений типов водоизоляционных работ в нефтяных пластах.

Цель работы:

Основная цель данного исследования заключалась в анализе причин обводнения нефтяных скважин на Южно-Сосновском месторождении Припятского прогиба.

Основные задачи исследований:

1. Анализ методов определения типов избыточных водопритоков.

2. Анализ существующих методов водоизоляции в нефтяных скважинах.

. Анализ характера обводнения добывающего фонда Южно-Сосновского месторождения нефти и выдача рекомендаций.

# ГЛАВА 1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮЖНО-СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## .1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Южно-Сосновское нефтяное месторождение расположено в Светлогорском районе Гомельской области Республики Беларусь.

Ближайшими к территории месторождения промышленными центрами являются города Светлогорск, Мозырь, Речица и Гомель, с железнодорожными узловыми станциями.

Территория представляет собой заболоченную и залесенную плоскую низменность с хорошо развитой гидрографической сетью. Естественный лесной покров разнообразен и представлен, в основном, сосной, осиной, реже встречаются ель и дуб.

Рельеф расчленен слабо, абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах от +125 до +150м. Ближайшей рекой является река Сведь, приток реки Березины. На территории месторождения имеется сеть осушительных каналов и небольших водоемов. Эти каналы и водоемы пересыхают в летний период.

Климат района умеренно-континентальный. Средняя температура января - 6,2 °С, июля +18,7 °С. Осадков выпадает 650 - 710 мм в год.

Национальный состав населения разнообразен: более 85% составляют белорусы, проживают также русские, украинцы, евреи и поляки.

В экономическом отношении район преимущественно сельскохозяйственный. Основные отрасли сельского хозяйства - земледелие и животноводство.

Промышленность развита в ближайших городах, где имеются

предприятия пищевой, машиностроительной, металлообрабатывающей, легкой, химической и нефтедобывающей промышленности. Сбор и транспортировка нефти осуществляется по герметизированной системе через узел подготовки нефти и сдается управлению нефтепровода “Дружба”. Часть нефти дорожными цистернами отправляется на Новополоцкий нефтеперерабатывающий завод. Попутный газ утилизируется (97%) на Белорусском ГПЗ.

Из полезных ископаемых местного значения имеются строительные пески, глины и торф.

## 1.2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТРАТИГРАФИИ И ЛИТОЛОГИИ ОСАДОЧНОГО РАЗРЕЗА

В геологическом строении Южно-Сосновского месторождения принимают участие архейско-нижнепротерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле выделяется ряд толщ: подсолевая терригенная, подсолевая карбонатная, нижняя соленосная, межсолевая, верхние соленосные - галитовая и глинисто-галитовая, надсолевая.

Подсолевая терригенная толща представлена отложениями верхнепротерозойской эратемы (PR2) и девонской системы палеозойской эратемы в составе витебско-пярусского, наровского, старооскольского, ланского горизонтов (D12 vtb+pr, D12 nr, D22 st, D13 ln). Залегают отложения с угловым и стратиграфическим несогласием непосредственно на поверхности кристаллического фундамента. Литологически они представлены глинами темно-цветными; песчаниками пестроцветными, кварцевыми, разномерными; алевролитами темно-серыми с подчиненными прослоями глин и доломитами с

прослоями песчаников, ангидритов и мергелей.

Вскрытая толщина подсолевых терригенных отложений 53м (скв.18) - 58м (скв.137).

Подсолевая карбонатная толща в составе саргаевского, семилукского, речицкого, воронежского и кустовницких слоев евлановского горизонтов согласно залегает на поверхности ланских отложений подсолевой терригенной толщи.

*Саргаевский горизонт* (D13 sr) залегает согласно на отложениях ланского горизонта и вскрыт скважинами 18,122, 134, 135, 137. В нижней части разреза отложения представлены чередованием известняков серых, глинистых, плотных и доломитов буровато-серых, плотных, крепких, массивных, с вертикальными трещинами, заполненными ангидритом. Наблюдаются прослой ангидрита.

Выше саргаевский горизонт сложен известняками серыми, доломитизированными, плотными, крепкими, массивными, скрытокристаллическими.

Средняя толщина отложений 44м.

*Семилукский горизонт* (D13 sm) залегает на саргаевских отложениях согласно и вскрыт скважинами 18, 122, 134 и 135. Литологически он сложен доломитами светло-серыми, коричневато-серыми, крепкими, массивными, мелкокристаллическими с неровным “сахаровидным” изломом. Встречаются прослой известняка. Толщина отложений изменяется от 13м (скв. 122) до 24м (скв.18).

*Речицкий горизонт* (D13 rch). Отложения речицкого горизонта несогласно залегают на поверхности семилукских пород и вскрыты скважинами 18, 122, 134 и 135. Представлены мергелями серыми с прослоями глин и глинистых мелкозернистых известняков, переходящих в глины доломитистые темно-серые до черных, горизонтально косослоистые, плотные, крепкие.

Средняя толщина отложений 9м.

*Воронежский горизонт* (D13 vr). В строении воронежского горизонта выделяются ниже- и верхневоронежские подгоризонты, вскрытые скважинами 18, 122, 134 и 135.

Нижний подгоризонт (стреличевские слои) несогласно залегают на отложениях речичьего горизонта и сложен доломитами темно-серыми, плотными, крепкими, местами глинистыми, в подошвенной части глинами пестроцветными, плотными, местами слабодолмитистыми.

Верхний подгоризонт (птичские слои) в нижней части сложен преимущественно доломитами коричневатато-серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, скрытокристаллическими, часто глинистыми; в верхней части встречаются известняки плотные, крепкие, скрытокристаллические, с вертикальными трещинами, заполненными белым “сахаровидным” ангидритом.

Толщина отложений изменяется от 36м (скв. 135) до 59м (скв. 18, 134).

*Евлановский горизонт* (D13 ev, ks). В нижней его части залегают кустовницкие слои, которые сложены ритмично чередующимися известняками, мергелями, глинами, доломитами и ангидритами. Породы все темноцветные, глинистые и сульфатизированные, вскрыты в скважинах 18, 23, 46, 134, 135 и являются переходной пачкой между подсолевыми и нижнесолевыми отложениями.

Толщина их изменяется от 43м (скв.134) до 98м (скв.18).

Нижнесолеванная толща представлена евлановским (анисимовские слои) и ливенским горизонтами (D13 ev, an + D13 lv).

Анисимовские слои несогласно залегают на кустовницких слоях и сложены переслаивающимися глинистыми, карбонатно-сульфатными породами с мощными пластами каменной соли.

*Ливенские отложения* представлены каменной солью белой, серой, крупнокристаллической с прослоями глин, мергелей, известняков, ангидритов, реже доломитов.

Вскрытая толщина нижнесолеванной толщи достигает 578м (скв.46).

Межсолевая толща в составе домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов в пределах Южно-Сосновского месторождения согласно залегает на отложениях ливенского горизонта.

*Домановичский горизонт* (D13 dm) представлен мергелями, доломитами и известняками. Мергели доломитовые и доломиты глинистые, серые с коричневатым оттенком, мелкозернистые, тонкослоистые с многочисленными зеркалами скольжения, трещинами, заполненными ангидритом и каменной солью с включениями пирита по плоскостям наложения.

Известняки темно-серые до черных, глинистые, плотные, массивные, скрытокристаллические с раковистым неровным изломом. Встречаются редкие ветвящиеся трещины, заполненные черным глинистым веществом, реже белым “сахаровидным” ангидритом. Отмечаются отпечатки обуглившихся остатков флоры.

Вскрытая толщина горизонта изменяется от 9,5м (скв.134) до 67м (скв.114).

*Задонский, елецкий, петриковский горизонты* (D23 zd, D23 el, D23 ptr) представлены в нижней части известняками и мощными пластами ангидрита. Известняки серые, темно-серые, глинистые, плотные, крепкие, массивные, стилолитизированные, мелко-скрытокристаллические, с неровным раковистым изломом. Встречаются вертикальные трещины (шириной до 2мм), заполненные белым “сахаровидным” ангидритом, реже кальцитом и глинистым веществом голубого и черного цвета. Наблюдаются включения пирита в виде гнезд, размером до 1 см. Местами известняки доломитизированные, слабопористые с незначительными нефтепроявлениями в виде единичных выпотов темно-зеленой нефти на поверхности керна и слабо битуминозного запаха. Характерно наличие многочисленных скоплений органических остатков и их обломков (брахиопод и иглокожих). Отмечаются редкие включения единичных

ОНКОЛИТОВ.

Ангидрит коричневато-темно-серый, плотный, крепкий, массивный, с включениями в виде гнезд коричневато-серого известняка. Нефтепроявлений не отмечено.

Выше по разрезу залегают преимущественно доломиты от светло-серых до темно-серых, плотные, крепкие, массивные, мелкозернистые с неровным изломом, местами глинистые и слоистые. Слоистость неравномерная, горизонтальная, иногда волнистая, обусловленная различной степенью глинистости и наличием волосовидных прослоек черного глинистого вещества. По всей толщине встречаются редкие гнездовидные включения белого ангидрита размером до нескольких сантиметров.

Доломиты, в основном, пористые, мелкокавернозные, реже трещиноватые. Для них характерны резкий битуминозный запах, выпоты и выделения подвижной коричневой нефти с зеленоватым оттенком и пузырьками газа. Поры размером 1 - 2 мм, не сообщающиеся либо слабо сообщающиеся между собой, заполнены нефтью.

Каверны размером до 1,5 мм, редко 2 - 3 мм, единичные каверны достигают 5 мм и более, преимущественно пустые, реже заполненные твердым битуминозным веществом черного цвета.

Толщина отложений задонского, елецкого и петриковского горизонтов изменяется в значительных пределах - от 138,5м (скв.136) до 356,5м (скв.53).

Верхняя соленосная галитовая толща в составе *лебединского горизонта* и найдовских слоев *оресского и стрешинского горизонтов* (D23 lb + D23 or + str,nd) несогласно перекрывает межсолевые отложения и сложена, в основном, каменной солью с редкими маломощными прослоями глинисто-карбонатно-сульфатных пород.

Верхняя соленосная глинисто-галитовая толща, сложенная отложениями *оресского, стрешинского и полесского горизонтов* (D23 or + str + D23 pl1),

представлена ритмичным чередованием пластов каменной соли с глинисто-карбонатными породами: глинами в разной мере известковистыми и доломитистыми, ангидритами, реже мергелями и известняками. Встречаются редкие прослои калийных солей.

Общая толщина галитовых и глинисто-галитовых отложений изменяется от 2060м (скв.126) до 2687м (скв.115).

Надсолевая толща сложена отложениями девонской (*полесский горизонт D23 р12*), каменноугольной и пермской систем палеозойской эратемы; триасовой, юрской и меловой систем мезозойской эратемы; палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем кайнозойской эратемы. Толща представлена терригенно-карбонатными породами: глинами с прослоями песчаников, алевролитов и известняков, песками и кварцево-полевошпатовыми песчаниками, мергелями, известняками, писчим мелом, ледниковыми и водноледниковыми образованиями.

Толщина надсолевых отложений изменяется от 1002м (скв.141) до 1852м (скв.55).

### 1.3 ТЕКТОНИКА

Южно-Сосновское месторождение приурочено к одноименной структуре Речицко-Вишанской зоны поднятий Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба и имеет сложное тектоническое строение. Здесь присутствуют элементы как разрывной, так и пликативной тектоники, связанные с движением блоков кристаллического фундамента и с проявлениями соляного тектогенеза.

В осадочном чехле Южно-Сосновской структуры, как и всей Речицко-Вишанской зоны, по степени и характеру дислокаций выделяются 3 структурных этажа: нижний, средний и верхний.

Нижний структурный этаж соответствует платформенному этапу развития прогиба и охватывает подсолевые отложения до речицкого горизонта.

Средний структурный этаж объединяет нижнесоленосные, межсолевые, верхнесоленосные, надсолевые девонские и каменноугольные отложения и соответствует авлакогеновому этапу развития.

Верхний структурный этаж, включающий пермские и мезо-кайнозойские отложения, соответствует позднеплатформенному этапу развития Припятского прогиба. Он характеризуется уменьшением степени дислоцированности пород, уменьшением амплитуды поднятия и выполаживанием углов падения пород вверх по разрезу.

Палеогеновые и антропогеновые отложения залегают почти горизонтально.

По поверхности продуктивных межсолевых отложений Южно-Сосновская структура представляет собой четко выраженную полуантиклиналь, вытянутую вдоль южного опущенного крыла Речицкого регионального разлома и ограниченную с севера зоной отсутствия межсолевых отложений.

С юга структура осложнена сбросом с амплитудой порядка 200м, установленным в разрезе скв.54, а в северо-восточной части - сбросом, имеющим амплитуду 80м. Нарушение прослеживается и на юго-востоке площади, южнее скв.51. Однако амплитуда его на этом участке уменьшается. На юго-западе в районе скв.106 структура ограничена еще одним малоамплитудным нарушением.

Размеры межсолевой структуры в пределах изогипсы -3700м достигают 4,5×1,5км, высота 590м. Структурные формы межсолевого комплекса образовывались как в процессе осадконакопления, так и после него. Одним из важнейших факторов, влияющих на структурные формы межсолевого комплекса в процессе осадконакопления, является формирование органогенных построек. После осадконакопления большое влияние оказал соляной тектогенез

в нижнесоленосном комплексе.

Падение крыльев неравномерное и довольно крутое. На западе наклон поверхности межсолевых отложений не превышает  $24^\circ$ , в центральном направлении изменяется от  $27^\circ$  в присводовой части структуры до  $30^\circ$  на южном склоне. На восточном склоне угол падения пород изменяется от  $20$  до  $43^\circ$ .

Все выявленные разломы в подсолевом и межсолевом комплексах относятся к группе сбросов с крутыми углами падения сместителей. В нижнем и верхнем соленосных комплексах среди разрывных нарушений преобладают взбросы и надвиги с разнообразными углами падения.

После предыдущего подсчета (1981г.) на северо-восточном участке площади пробурена скв.122, оказавшаяся в зоне отсутствия межсолевых отложений. В результате чего граница залежи сместилась на 320м к югу.

#### 1.4 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Опытно-промышленная разработка месторождения начата в 1977г. объединением “Белоруснефть”.

Запасы нефти и растворенного газа Южно-Сосновского месторождения были утверждены в 1981г. в количестве:

балансовые - 28174 усл. ед. нефти и 3254 усл. ед. газа;

извлекаемые - 11833 усл. ед. нефти и 1219 усл. ед. газа по категории В+С1.

Однако данными разработки утвержденные запасы не подтвердились, и был произведен их пересчет в 1989году. Запасы составили:

балансовые - 19405 усл. ед.;

извлекаемые - 9605 усл. ед...

На дату составления пересчета запасов 1.01.1989г. добыто по межсолевой

залежи - 3343,3 усл. ед. нефти и 356,2 усл. ед. газа.

На 01.01.2015 добыто 8108 усл. ед. нефти.

Остаточные извлекаемые запасы нефти - 1496,7 усл. ед.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с карбонатными породами межсолевых отложений.

Коллекторами нефти на Южно-Сосновском месторождении являются доломиты и известняки доломитизированные, в различной степени пористые, кавернозные, трещиноватые.

Тип коллектора каверново-порово-трещинный.

Залежь пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная с севера. С запада, востока и юго-востока ограничена контуром нефтеносности, на юге - тектоническим нарушением.

Размеры залежи: длина - 4,2 км, ширина - 1,5 км, высота - 662м.

Нефтенасыщенные толщины, выделенные геофизическими исследованиями, варьируют в пределах от 29,4м (скв.135) до 213,4м (скв.101) - в нефтяной зоне и от 3,4м (скв.111) до 57,8м (скв.115) - в водонефтяной. При этом максимальные их значения приурочены к нефтяной, сводовой части залежи, минимальные - к водонефтяной.

Как отмечалось выше, во время поисково-разведочных работ наряду с межсолевыми отложениями признаки нефтеносности были отмечены в сульфатно-карбонатных пластах верхнесоленосной толщи (скв.43, 48) и карбонатных подсолевых отложениях (скв.134). Однако подсолевая толща осталась малоизученной, а верхнесоленосная - недостаточно испытанной.

По состоянию на 1.01.1981г. водонефтяной контакт утвержден на отметке - 3799м.

## 1.5 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Южно-Сосновское месторождение входит в состав Речицко-Вишанской тектонической зоны поднятий северо-восточной части Припятского прогиба.

На площади месторождения наблюдается вертикальная зональность подземных вод.

По условиям создания напоров и разгрузки осадочный комплекс пород подразделяется на 2 гидрогеологических этажа: верхний и нижний.

В свою очередь, гидрогеологические этажи разделяются на ряд водоносных комплексов.

Верхний гидрогеологический этаж представлен двумя водоносными комплексами:

.Водоносный комплекс мезокайнозойских и пермских отложений.

. Водоносный комплекс девонских отложений (верхняя часть полесского горизонта).

Нижний гидрогеологический этаж также состоит из двух водоносных комплексов:

.Водоносный комплекс межсолевых отложений.

. Водоносный комплекс подсолевых отложений.

Водоносный комплекс мезокайнозойских отложений объединяет антропогеновые, палеогеновые, меловые, юрские, триасовые и пермские отложения и представляет собой многопластовую гидродинамическую систему. Максимальная толщина 15м.

На Южно-Сосновской площади этот комплекс не опробовался. Его характеристика дается по аналогии с другими площадями Речицко-Вишанской зоны приразломных поднятий.

Водовмещающими породами являются пески, алевролиты (антропогеновые и палеогеновые отложения), трещиноватый мел, пески и песчаники (меловые отложения), трещиноватые, кавернозные известняки,

слабосцементированные песчаники (юрские отложения) и песчаники (пермские отложения).

В рассматриваемом водоносном комплексе выделяются зоны пресных (до 1г/л) и слабосоленых вод (до 10г/л). Разделены они глинистыми водоупорными отложениями юры и триаса. Воды комплекса преимущественно гидрокарбонатно-натриевого или сульфатно-натриевого типов. Значения коэффициентов  $Na/Cl$  и  $SO_4 \times 100/Cl$  выше единицы, удельный вес вод близок к 1г/см<sup>3</sup>. В зависимости от фильтрационных свойств вмещающих пород дебиты колеблются от 40 до 2300 м<sup>3</sup>/сут, при динамических уровнях 36м и 52м соответственно.

Пластовые температуры достигают 27,8°C.

Водоносный комплекс девонских отложений (верхняя часть полесского горизонта) является переходным от зоны активного водообмена к зоне весьма замедленного.

Водовмещающими породами являются песчаники и известняки.

В основании комплекса залегают водоупорные верхнефаменские отложения, представленные каменной солью, чередующихся с пластами глин, мергелей и ангидритов.

Комплекс опробовался на соседней Сосновской площади в скв.23 (интервал глубин 607 - 709м). При этом получен приток пластовой воды с незначительной примесью фильтрата бурового раствора. Удельный вес воды 1,055г/см<sup>3</sup>, минерализация 85,5г/л. Вода хлоркальциевого типа сравнительно невысокой метаморфизации. Коэффициент  $Na/Cl$  - 0,95;  $(Cl-Na)/Mg=3,6$  с высоким содержанием сульфатов:  $SO_4$  - 3,16%экв.,  $SO_4 \times 100/Cl$  - 6,74. По химическому составу вода представляет собой рассол выщелачивания соли. Состав воды формируется за счет хлоридов натрия ( $Cl$  - 46,84%экв.,  $Na+K$  - 44,83%экв.).

Температуры водоносного комплекса изменяются от 27,8°C до 42,5°C.

Геотермический градиент, по результатам исследования скв.43, составляет 2°C /100м. Геотермическая ступень - 49м/1°C.

Межсолевой гидрогеологический комплекс находится в зоне весьма замедленного водообмена. Межсолевая толща сложена пористыми, мелкокавернозными, трещиноватыми доломитами и известняками.

В процессе бурения водоносный комплекс вскрыли следующие скважины 22, 50, 51, 53, 106, 107, 111, 112, 118, 119. При исследовании этих скважин дебиты изменялись от 1,66 м<sup>3</sup>/сут (скв.22) до 211 м<sup>3</sup>/сут (скв.119). Текущее пластовое давление на ВНК в скв.118 составило 33,3 МПа.

По химическому составу воды комплекса хлоридно-кальциевого типа (по классификации Сулина) с минерализацией от 332,7 кг/м<sup>3</sup> до 344 кг/м<sup>3</sup>. Характерно невысокое содержание сульфатов (SO<sub>4</sub>) 123,4 - 285,9мг/л и преобладанием кальция над натрием. Воды комплекса высокометаморфизованы, на что указывают коррелятивные показатели: Na/Cl - 0,5-0,6; (Cl-Na)/Mg - 4,4-5,6; Cl/Br=101,64-122,5; Ca/Mg=3,8-8,76; SO<sub>4</sub>×100/Cl - 0,06-0,14.

Исследуемые рассолы содержат промышленные концентрации брома (1718 - 2028мг/л), йода (11,9 - 24,18мг/л), лития (17 - 52мг/л), рубидия (6мг/л), стронция (2300 - 2700мг/л), калия (3600мг/л), аммония (532 - 778мг/л).

Содержание радия в пластовой воде составляет 1,8×10<sup>-10</sup>г/л. Из редких элементов рассолы содержат: медь (0,6 - 0,8мг/л), цинк (11 - 12мг/л), марганец (27 - 45мг/л), бор (44 - 57мг/л), кобальт (0,4 - 0,5мг/л).

Водорастворенный газ характеризуется углеводородным составом. Содержание суммы предельных углеводородов составляет 45,5%. Основная часть углеводородных газов представлена метаном (91,3%). Тяжелые углеводороды в составе газов содержатся в количестве 4,2%. В неуглеводородной части преобладает азот - 19,3%. Содержание гелия составляет 0,08%, аргона - 0,4%.

Пластовая температура зависит от глубины залегания комплекса и составляет в среднем 62 - 70°С.

Подсолевой водоносный комплекс объединяет отложения от евлановского горизонта верхнего девона до верхнего протерозоя включительно. По литологическому составу он подразделяется на 2 толщи: верхнюю - карбонатную и нижнюю - терригенную.

Водовмещающие отложения карбонатной толщи представлены, в основном, доломитами и реже известняками.

Водовмещающими отложениями терригенной толщи являются песчаники и алевролиты с отдельными маломощными прослоями карбонатных пород.

Водоносный комплекс вскрыт скважинами 18 и 134.

При опробовании подсолевых отложений совместно воронежского и семилукского горизонтов в скв.18, в интервале 3719 - 3782м получен приток пластовой воды с примесью фильтрата глинистого раствора дебитом 16,8м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление на глубине 3766м составило 44,8МПа.

При опробовании семилукского горизонта в скв.134 получен приток пластовой воды дебитом 26,8м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление на глубине 3700м составило 42,9МПа. Воды комплекса хлоркальциевого типа.

Минерализация рассолов подсолевого водоносного комплекса составляет 406,6кг/м<sup>3</sup> (скв.134). Величины коэффициентов Na/Cl - 0,13; (Cl-Na)/Mg - 7,98 указывают на высокую метаморфизацию рассолов подсолевого комплекса.

Формирование химического состава вод происходит, как и в межсолевом комплексе, в основном за счет хлоридов кальция, натрия, магния. Содержание хлора составляет 258843,8мг/л, кальция - 112224,0мг/л, магния - 9720,0мг/л, сульфатов - 72,0мг/л. Коэффициент сульфатности  $SO_4 \times 100 / Cl$  составляет 0,02.

Величина содержания брома - 3789,5мг/л, йода - 7,13мг/л.

# ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ИЗБЫТОЧНЫМИ ВОДОПРИТОКАМИ

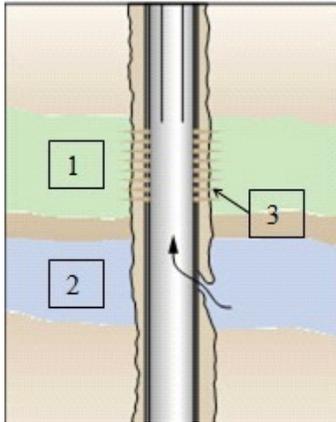
## 2.1 ПРИЧИНЫ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

Обводненность продукции большинства разрабатываемых месторождений Республики Беларусь является серьезной и распространенной проблемой нефтяной промышленности. Ежегодные расходы на подъем, сепарацию и утилизацию воды, сопутствующие добыче углеводородного сырья на месторождениях в поздней стадии разработки, составляют значительную долю в цене добываемой нефти.

Известно достаточное количество материалов и методов борьбы с обводнением продукции, однако их эффективность остается невысокой. Это связано с недостаточным пониманием причин поступления воды в добывающие скважины и, как следствие, с неправильным подбором материалов и технологий РИР. Достоверная диагностика причин обводнения продукции является ключом к успешному и качественному ремонту скважин. Рассмотрим основные механизмы обводнения продукции скважин.

### 2.1.1 НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, НКТ ИЛИ ПАКЕРА

Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера приводит к попаданию воды из водоносных горизонтов в скважину (рисунок 2.1).



- нефть, 2 - вода, 3 -перфорационные отверстия

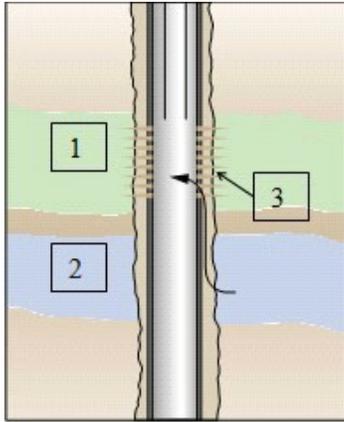
Рисунок 2.1 Негерметичность колонны, НКТ или пакера

Определение проблемы и ее решение в большой степени зависит от конструкции скважины. Для диагностики проблемы может оказаться вполне достаточным проведение простейшего эксплуатационного каротажа - с помощью плотномера, термометра и «вертушки». В более сложных скважинах может потребоваться применение методов WFL и TPHL (определение профиля притока воды и объёмного содержания отдельных фаз в многофазном потоке) с помощью прибора для определения объёмного содержания фаз в потоке. Приборы с электрическими пробоотборниками, такие как прибор FlowView, могут замерять небольшие содержания воды в общем потоке жидкости. Стандартным решением является закачивание изолирующих жидкостей и механическая изоляция с использованием пробок, цементных мостов и пакеров. Также могут использоваться пластыри. Основным методом решения проблемы данного типа является применение дешевых внутрискважинных водоизоляционных технологий.

### 2.1.2 ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ

Низкое качество цементного камня может привести к тому, что

водоносные пласты оказываются соединенными с нефтяными (рисунок 2.2).



- нефть, 2 - вода, 3 - перфорационные отверстия

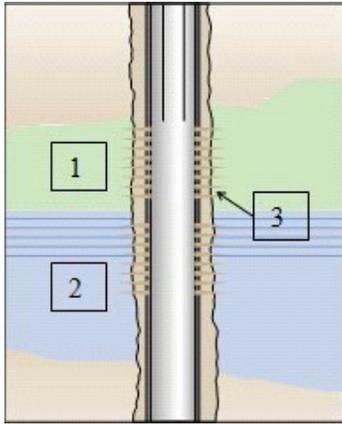
Рисунок 2.2 Заколонные перетоки

Наличие таких каналов позволяет воде перетекать из заколонного пространства в затрубное пространство. Второй причиной является возникновение «пустот» в заколонном пространстве из-за выноса песка.

Термометрия или кислородно-активационный каротаж WFL для определения заколонных перетоков могут определить данные потоки воды. Основным решением является применение изолирующих жидкостей, например, закачка высокопрочного цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, либо менее прочных жидкостей на гелевой основе, закачиваемых в пласт для остановки притока в затруб. Особенно важным является точное размещение реагентов, которое обычно осуществляется путем применения установок ГНКТ.

### 2.1.3 ДВИЖЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА

Постоянное движение ВНК вверх, в зону перфорации скважины, в ходе эксплуатации в водонапорном режиме, может привести к нежелательному прорыву воды (рисунок 2.3).



- нефть, 2 - вода, 3 - перфорационные отверстия

Рисунок 2.3 Движение ВНК

Такое явление имеет место при очень низкой вертикальной проницаемости. Поскольку площадь притока (зона дренирования) велика, а скорость движения ВНК вверх мала, то подъем ВНК может происходить и при очень низкой природной вертикальной проницаемости (менее 0,01 мД). В скважинах с более высокой вертикальной проницаемостью ( $K_v > 0,01$  Кг) более характерным является конусообразование и другие проблемы, обсуждаемые ниже. На самом деле, движение ВНК можно считать частным случаем конусообразования, но тенденция к конусообразованию настолько мала, что водоизоляция в прискважинной зоне может быть эффективна.

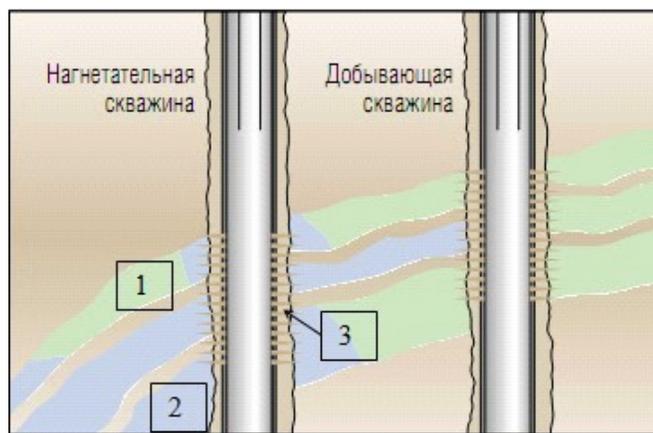
В теоретических исследованиях причины обводнения добываемой продукции подошвенной водой сводятся в основном к определению оптимального интервала вскрытия нефтенасыщенной части пласта и к подсчету предельного безводного дебита эксплуатации. Приближенные решения этих задач были получены М. Маскетом, И.А. Чарным, Н.С. Пискуновым, Н.Ф. Ивановым, Д.М. Миллионщиковым, А.П. Телковым и др.

Диагностика данной проблемы не может базироваться только на факте обнаружения воды в нижних перфорационных каналах, поскольку данное

явление может быть вызвано и другими причинами. В вертикальных скважинах данная проблема может быть решена путем заглушки нижних отверстий перфорации с использованием механических систем таких, как цементные мосты и пакер-мосты на кабеле. Необходимость в повторной обработке возникает при продвижении ВНК выше пробки. Для вертикальных скважин эта проблема является первым примером, когда причина избыточного водопритока не локализуется в прискважинной зоне, а может распространяться за ее пределы. В горизонтальных скважинах любое внутрискважинное или прискважинное воздействие должно распространяться довольно далеко вверх или вниз по стволу от обводненного пропластка для уменьшения горизонтального потока воды мимо зоны обработки и с целью отсрочить последующий прорыв воды. Альтернативным решением может являться зарезка второго ствола, если значение ВНФ превышает экономический предел.

#### 2.1.4 ОБВОДНЕННЫЙ ПРОПЛАСТОК БЕЗ ВНУТРИПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ

Широко распространенной проблемой при совместной эксплуатации нескольких пластов является прорыв воды по высокопроницаемому пласту, ограниченному сверху и снизу водоупорами (рисунок 2.4).



- нефть, 2 - вода, 3 - перфорационные отверстия

Рисунок 2.4 Обводнившийся пропласток без внутрипластовых перетоков

В этом случае, источником воды может являться активная законтурная вода либо нагнетательная скважина. Чаще всего обводненный пласт имеет самую большую проницаемость. При отсутствии внутрипластовых перетоков данную проблему можно легко решить путем применения неупругих изолирующих составов или механических изоляторов в нагнетательной или добывающей скважине. Выбор между закачкой изолирующей жидкости (обычно с применением установки ГНКТ) или применением механических изолирующих систем зависит от знания того, какой пропласток обводнился. Эффективные селективные жидкости, обсуждаемые ниже, могут применяться в данном случае, чтобы избежать дополнительных затрат, связанных с каротажем и избирательным (селективным) нагнетанием. Отсутствие перетоков в пласте зависит от наличия водоупора по всей протяженности пласта. Данная проблема не встречается в горизонтальных скважинах, вскрывающих лишь один продуктивный горизонт. Проблемы, возникающие при совместной эксплуатации нескольких пластов наклонно направленной скважиной, решаются также, как и в вертикальной.

#### 2.1.5 ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ИЛИ РАЗЛОМЫ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ И ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНАМИ

При заводнении трещиноватых или трещиноватопористых пластов может произойти быстрый прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины (рисунок 2.5).



- нефть, 2 - вода

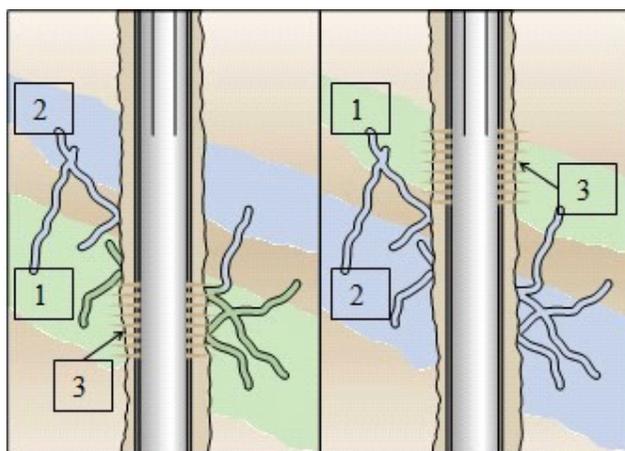
Рисунок 2.5 Трещины или разломы между нагнетательной и добывающими скважинами

Особенно часто это происходит при наличии разветвленной системы трещин и может быть подтверждено путем применения индикаторов (межскважинных трейсеров). Каротаж с применением радиоактивных изотопов может применяться для количественной оценки объема трещин. Данная информация используется в дальнейшем при проектировании необходимой обработки. Закачка гелей может уменьшить количество добываемой воды без какого-либо неблагоприятного влияния на добычу нефти. Закачка сшитых гелей может требовать значительной репрессии для вытеснения их из кольцевого пространства в пласт, так как они плохо проникают в пористые блоки и текут избирательно по трещинам. Наилучшим решением данной проблемы является водоизоляция. В скважинах с крупными трещинами или разломами наблюдается крайне высокое поглощение бурового раствора. Если есть подозрение о наличии проводящих разломов и связанной с ними системы трещин, то применение текучих гелей при бурении может помочь в решении, как проблем бурения, так и последующей добычи воды и низкого охвата заводнением, особенно в пластах с низкой проницаемостью блоков. Такого же

рода проблемы могут возникать и в горизонтальных скважинах, когда они пересекают один или несколько проводящих разломов или систему связанных трещин.

### 2.1.6 ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ИЛИ РАЗЛОМЫ, СВЯЗЫВАЮЩИЕ НЕФТЯНОЙ И ВОДЯНОЙ ПЛАСТЫ

Вода может поступать по системе трещин, пересекающих нижележащий водяной пласт (рисунок 2.6).



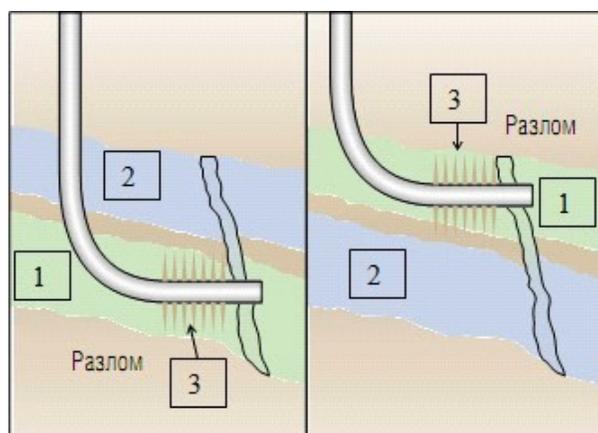
- нефть, 2 - вода, 3 - перфорационные отверстия

Рисунок 2.6 Трещины или разломы, проходящие через водоносный пласт (вертикальная скважина)

Подобные трещины могут быть обработаны гелевыми составами. Данный вид обработки особенно успешен, когда по трещинам нет притока нефти. Объем закачки должен быть значительным, для закупорки трещин, достаточно отдаленных от скважины.

При расчете обработки инженер встречается с тремя проблемами. Первое, трудно определить объем закачки, так как неизвестен объем трещин. Второе, закачиваемый гель может закупорить продуктивные трещины; в этом случае для сохранения продуктивности прискважинной зоны может потребоваться ее промывка продавочной жидкостью. Третье, при закачке незатвердевающего

гелевого состава обработка должна пройти безупречно во избежание выноса геля после обработки. При наличии локализованной системы трещин правильным решением может быть их закупорка в прискважинной зоне, особенно если скважина обсажена и зацементирована. Аналогично снижение продуктивности скважины по нефти может наблюдаться при гидроразрыве пласта, когда трещина распространяется в водоносный пласт. Тем не менее, при возникновении проблем в подобных ситуациях причина поступления воды и окружающая обстановка обычно известны и решения, такие как применение золирующих жидкостей, находятся сравнительно проще. Во многих карбонатных залежах трещины обычно являются крутопадающими и зоны трещиноватости разнесены разделяющими их крупными блоками, что особенно типично для плотных доломитизированных пластов. Таким образом, вероятность пересечения таких трещин вертикальной скважиной мала. Однако подобные трещины часто наблюдаются в горизонтальных скважинах и потому вода как правило поступает по проводящим разломам или трещинам, пересекающим водоносный пласт (рисунок 2.7).



- нефть, 2 - вода, 3 - перфорационные отверстия

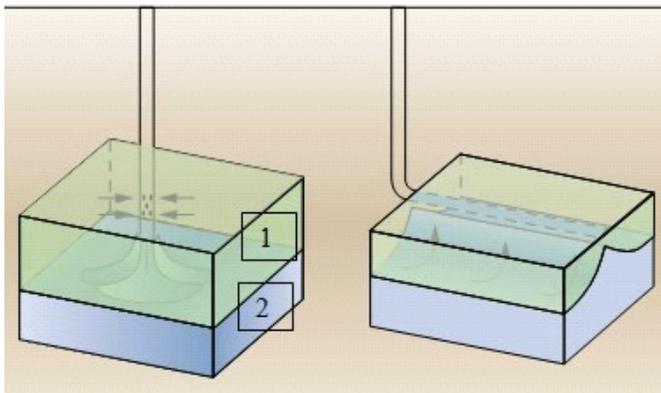
Рисунок 2.7 Трещины или разломы, проходящие через водоносный пласт (горизонтальная скважина)

Как уже говорилось ранее, закачка текучих гелей может помочь в решении подобных проблем.

## 1.7 КОНУСО- ИЛИ ЯЗЫКООБРАЗОВАНИЕ

Конусообразование имеет место в вертикальных скважинах, где ВНК находится рядом с нижними перфорационными отверстиями в пластах с относительной высокой вертикальной проницаемостью (рисунок 2.8).

Возможность образования конусов при эксплуатации водонефтяных пластов рассматривалась С.А. Султановым, Р.Г. Сулеймановым, С.В. Сафроновым, В.А. Харьковым, В.М. Орлинским, Р.Х. Муслимовым, Р.Г. и др. [15, 18, 20, 21, 25].



- нефть, 2 - вода

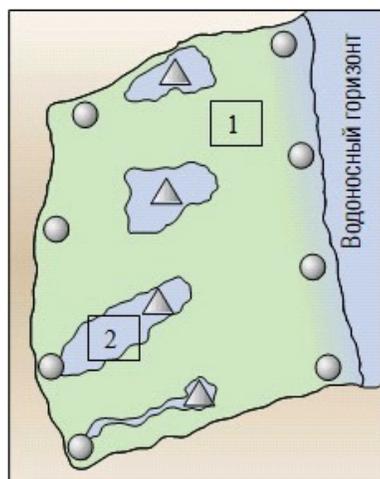
Рисунок 2.8 Конусо- или языкообразование

Максимальный дебит, при котором не происходит образование конуса, называется критическим дебитом конусообразования и обычно слишком мал с экономической точки зрения. Одним из подходов, иногда предлагаемым без особых на то оснований, является закачка слоя геля выше ВНК. Подобный шаг редко препятствует образованию конуса и требует закачки больших объемов геля для значительного снижения ВНК. Например, для увеличения критического дебита конусообразования вдвое, обычно необходим эффективный радиус закачки геля, не меньший, по крайней мере, 15 м. Как показывает практика, закачка геля на такую глубину в пласт экономически

трудно осуществима. Закачка же меньших объемов геля обычно приводит к быстрому повторному прорыву воды за исключением тех случаев, когда гелевая подушка, по счастливой случайности, соединяется с глинистым пропластком. Хорошей альтернативой закачке геля является бурение одного или нескольких горизонтальных стволов вблизи кровли пласта, что позволяет увеличить расстояние до ВНК и при работе с пониженной депрессией приводит к уменьшению эффекта конусообразования. В горизонтальных скважинах данное явление называют языкообразованием. В таких скважинах, в случае движения ВНК вверх, путем применения изоляции в прискважинной зоне, распространяющейся на значительные расстояния вверх и вниз по стволу, можно, по крайней мере, замедлить языкообразование.

#### 2.1.8 КОМПЛЕКСИРОВАННЫЕ ПРИЧИНЫ ИЗБЫТОЧНЫХ ВОДОПРИТОКОВ

Кроме вышперечисленных примеров обводнения существует комплексированные причины избыточных водопритоков. Движение законтурной воды или воды от нагнетательных скважин при заводнении часто приводит к низкому коэффициенту охвата по площади (рисунок 2.9).

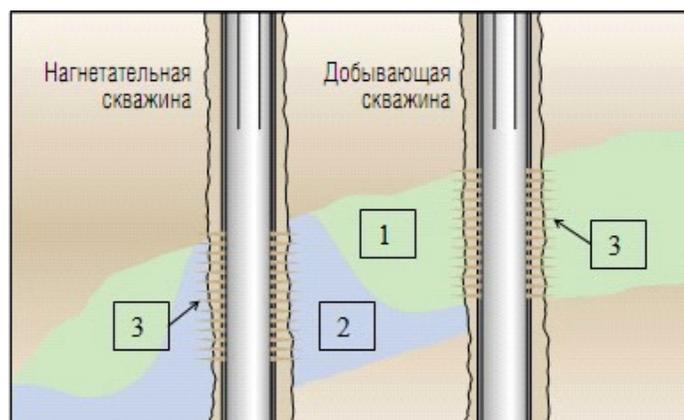


- нефть, 2 - вода

Рисунок 2.9 Низкий охват по площади.

Неоднородность проницаемости по площади является основной причиной возникновения данной проблемы, особенно ярко проявляющейся в рукавообразных залежах углеводородов в песчаниках. Решением данной проблемы является отклонение потока нагнетаемой воды от ранее промытого порового пространства. Для этого требуется большой объем закачки, либо продолжительное заводнение полимерными растворами. Для улучшения охвата в подобных ситуациях часто с успехом применяют уплотняющее бурение, хотя бурение боковых горизонтальных стволов является более рентабельным способом вовлечения в разработку непромытых целиков. Ствол горизонтальной скважины может вскрывать зоны пласта с различной проницаемостью и давлением, что приводит к низкому коэффициенту охвата по площади. С другой стороны, прорыв воды может произойти на одном из участков ствола по причине его близости к источнику воды. В обоих случаях, поступление воды в ствол скважины, по-видимому, можно контролировать путем изоляции ее отдельных частей.

В пластах большой мощности и хорошей вертикальной проницаемости гравитационное разделение может привести к нежелательному попаданию воды в нефтедобывающую скважину (рисунок 2.10).

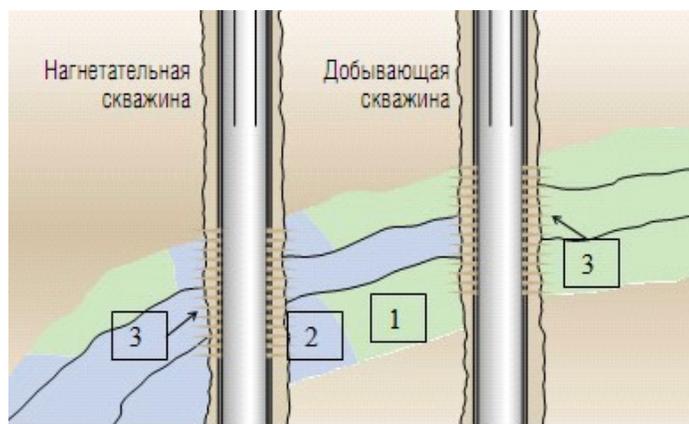


- нефть, 2 - вода, 3 - перфорационные отверстия

Рис. 2.10 Гравитационное разделение жидкостей в пласте

Законтурная вода или закачиваемая в нагнетательные скважины при заводнении внедряется преимущественно в нижнюю часть продуктивной зоны, оставляя непромытой верхнюю часть пласта. Ситуация усугубляется при неблагоприятном коэффициенте подвижности. Проблема еще более усложняется в пластах, сложенных осадочными породами и стратифицированных по характерному размеру текстуры (зерен или пор) от подошвы к кровле так, что проницаемость убывает с уменьшением глубины; при этом вязкостные эффекты совместно с гравитационным разделением приводят к тому, что поток вытесняющей жидкости движется по подошве пласта. Любая обработка в нагнетательной скважине, направленная на изоляцию нижних перфорационных отверстий, дает посредственные результаты в смысле увеличения охвата, так как гравитационное разделение при удалении от нагнетательной скважины вновь начинает доминировать. В добывающих скважинах наблюдается локальное конусообразование, и потому, как и в описанном ранее случае, получение длительных эффектов при обработке гелями маловероятно. Применение горизонтальных стволов может стать эффективным средством доступа к непромытым целикам нефти. Заводнение пенами может так же улучшить коэффициент охвата по вертикали. В горизонтальных скважинах гравитационное разделение может иметь место, когда ствол расположен близко к подошве пласта либо при превышении критического дебита конусообразования.

Перетоки имеют место в высокопроницаемых пропластках, не разобращенных непроницаемыми перемычками (рисунок 2.11).



- нефть, 2 - вода, 3 - перфорационные отверстия

Рисунок 2.11 Обводнившийся пропласток с внутрипластовыми перетоками

Поступление воды в скважину по высокопроницаемому обводнившемуся пропластку с перетоками схоже с проблемой обводненного пропластка без перетоков, но отличается тем, что отсутствует барьер, препятствующий перетокам в соседние пласты. В подобной ситуации попытки модификации профиля притока или приемистости в прискважинной зоне не дают желаемого эффекта вследствие перетоков в удаленных от скважины зонах пласта. Доказательство существования подобных перетоков в пласте абсолютно необходимо, поскольку этим определяется тип проблемы. Когда перетоков нет, с обводнением легко справиться. При их наличии успешная обработка становится проблематичной. Во многих случаях лучшим решением является бурение одной или нескольких горизонтальных скважин. В горизонтальных скважинах, расположенных в одном пропластке, подобные проблемы не возникают. Если наклонно направленная скважина вскрывает несколько пластов, то возникают те же самые осложнения, что и в вертикальной скважине.

Знание причин обводнения является ключом к ограничению водопритоков. Первые четыре из вышеперечисленных проблем легко поддаются контролю в скважине или прискважинной зоне. Следующие две - трещины между нагнетательной и добывающей скважинами либо трещины

между нефте- и водоносными пластами - требуют закачки глубокопроникающих гелей. Последние четыре не решаются просто и дешево, они требуют серьезных изменений в заканчивании скважин и технологии добычи, увязанных с общей стратегией управления разработкой месторождения. Любая нефтяная компания, желающая достичь быстрой и эффективной окупаемости капиталовложений при малом риске, должна в первую очередь сосредоточиться на применении опробованных технологий к первым шести типам проблем.

Однако степень участия различных путей водоприто-ков в скважины из водонасыщенных пластов ими не определялась. Анализ промысловых данных по разработке литологически однородных водонефтенасыщенных пластов показал, что в большинстве скважин фактическое время конусообразования значительно превышает расчетное, определенное по методикам, приведенным в работах [17, 24, 25, 27]. Увеличение продолжительности безводного периода эксплуатации указывает на наличие в литологически однородном пласте пропластков низкой проницаемости, т.е. имеет место внутрипластовая проницаемостная неоднородность [2, 23], что подтверждается различной длительностью подъема ВНК при одинаковом отборе жидкостей из коллекторов [4, 15, 21].

По результатам проведенных исследований закономерностей обводнения скважин, пробуренных в литологически однородных и неоднородных пластах, установлено, что для обеих категорий скважин типичны следующие этапы обводнения:

- появление и постоянный рост содержания воды в добываемой продукции;
- резкое (скачкообразное) возрастание количества воды;
- стабилизация обводненности

Такой ступенчатый переход повторяется несколько раз, что характерно

для большинства скважин исследуемых месторождений. Эту закономерность можно объяснить образованием микроканалов в заколонном пространстве вследствие разрушения глинистой корки в зоне контакта цементного камня с породой или в самом цементном камне [5]. В период стабилизации обводнения размеры канала в сечении и толщина пласта-обводнителя не изменяются или изменяются незначительно. Рост обводненности продукции скважин соответствует резкому расширению путей притока вод и подключению новых обводненных пропластков. Разрушение материала, заполняющего заколонное пространство, будет продолжаться до тех пор, пока поверхность раздела нефть - вода вблизи скважины будет деформироваться [18, 23, 24, 25].

## 2.2 ОБСЛЕДОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

До проведения КРС в скважине проводят исследования и обследования.

Исследования проводят с целью установления интенсивности притока посторонних вод в скважину через фильтровую зону, т. е. из продуктивного пласта, в зависимости от забойного давления, с целью определения характера притока жидкостей или газов через нарушения в обсадной колонне, с целью определения технического состояния обсадной колонны, а также цемента за колонной.

Скважину исследуют также для:

1. Выявления и выделения интервалов негерметичности в обсадной колонне и цемента за колонной.

2. Для изучения гидродинамических и температурных условий ремонтируемого участка.

. Для выявления положения муфт обсадной колонны, интервалов перфорации, положения искусственного забоя, для определения положения инструмента, спущенного для ремонтных операций.

. Для определения качества промежуточных операций и ремонта в целом

Перед началом ремонта необходимо остановить скважину, замерить затрубное давление и давление на устье скважины. Затем открыть выкидную линию и из межколонного пространства уменьшить давление до атмосферного или до некоторого значения. Закрывать выкидную линию и определить время восстановления давления в этом пространстве от атмосферного до первоначального значения. После этого следует заглушить скважину и следить за изменением давления. Если в этот момент будет проявление между колоннами и в затрубном пространстве, то это укажет на наличие

негерметичности в колонне.

Место положения каналов утечек пластовой жидкости и газов определяют геофизическими методами исследования (дебитомером, электротермометром).

Данные исследования используются также при выборе композиции тампонажных материалов, которые реагируют на температурные изменения в скважине и в пласте. От этих изменений зависит срок схватывания тампонажных материалов.

### 2.2.1 ОБСЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Обследование скважин проводят после установления герметичности колонной головки с целью определения глубины забоя, уровня жидкости, проверки состояния эксплуатационной колонны, ствола скважины, наличия в ней дефектов, аварийного оборудования и посторонних предметов.

Обследуют скважину печатями, которые могут опускать на трубах или на канате.

Печать состоит из корпуса, стакана и оболочки (свинцовой, гудронной или алюминиевой), которая наплавляется на стакан.

Печать опускают на кабеле или на НКТ, с промером длины спускаемых труб.

Когда печать достигает верхнего конца аварийного инструмента, то весом труб печать создаёт нажим. На оболочке получается отпечаток, по которому судят о характере смятия колонны или оставленного в скважине постороннего предмета.

По количеству спущенных труб определяется глубина нахождения аварийного инструмента.

Скважину обследуют для того, чтобы:

а) установить место и характер смятия, слома или продольного разрыва эксплуатационной колонны;

б) определить местоположение и состояние труб, оборудования, различных приспособлений, а также посторонних предметов в стволе скважины;

в) выявить в скважине песчаные и цементные пробки, а также различные отложения на стенках эксплуатационной колонны;

г) проверить состояние фильтра скважины.

Обследование начинают с проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины при помощи шаблона. Он представляет собой металлический цилиндр, нижняя поверхность которого покрыта слоем свинца толщиной 15 мм. На боковой поверхности шаблона имеется желоб, заливаемый свинцом. Желоб предотвращает заклинивание шаблона при попадании на него мелких металлических предметов. Через шаблон проходит сквозное промывочное отверстие. Диаметр шаблона соответствует диаметру эксплуатационной колонны (таблица 2.1).

Таблица 2.1 Диаметр шаблона в зависимости от диаметра обсадной колонны

Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр шаблона, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр шаблона, мм
127	95	219	190
146	115; 118	273	240
168	135; 140	325	290
194	160	377	340

Шаблон на бурильных или насосно-компрессорных трубах медленно спускают в скважину, обязательно наблюдая за нагрузкой по индикатору веса. Если шаблон останавливается на какой-либо глубине и под нагрузкой (2-3 деления по индикатору веса) вниз не проходит, его поднимают из скважины. В зависимости от состояния залитой свинцом поверхности шаблона составляют план дальнейшего обследования.

При спуске шаблона и всех других инструментов следует принимать меры к тому, чтобы в скважину не попали посторонние предметы (сухари от

машинных ключей, плашки от цепных ключей и др.), которые могут вызвать заклинивание инструмента в эксплуатационной колонне.

Для определения местоположения в скважине постороннего предмета, формы его верхнего конца, а также характера слома или смятия эксплуатационной колонны служат свинцовые печати. Они бывают плоские и конусные. Плоская печать с торца и с боковой поверхности покрыта слоем свинца толщиной 15-25 мм. Конусная печать имеет такой же слой свинца. Наличие большой массы свинца делает возможным получение глубоких отпечатков, по которым судят о форме поверхности, соприкасавшейся с печатью. Наружные диаметры печатей такие, как у шаблонов (таблица 2.1). По оси симметрии печати делается сквозное отверстие для промывки. При помощи плоской печати выясняют положение предмета в скважине. Конусная печать дает возможность получить отпечаток стенки эксплуатационной колонны в фильтровой части и на участке с нарушениями. Печати спускают на бурильных или насосно-компрессорных трубах. При обследовании верхних концов насосных штанг, находящихся в скважине с исправной эксплуатационной колонной, печать спускают на тартальном канате с грузовой штангой длиной 12-14 м. Это предотвращает слом верхних концов штанг. Печати спускают медленно, непрерывно наблюдая за показаниями индикатора веса. Перед посадкой печати скважину промывают, чтобы очистить поверхность, с которой будет соприкасаться печать. На обследуемое место печать ставят только один раз. Величина посадки печати зависит от глубины скважины, ее кривизны, а также от диаметра эксплуатационной колонны и колонны бурильных труб.

На промыслах с целью экономии свинца применяют печати типа АС и печати типа ПУ2-65/8/7 конструкции Азинмаша. В печати типа АС свинец заменен более дешевым и менее дефицитным сплавом, состоящим из 98% алюминия и 2% сурьмы. С помощью печати ПУ2-65/8" оттиски получают на поверхности алюминиевой оболочки, надетой на резиновый стакан.

Для обследования неглубоких скважин используют печати с деревянным или металлическим корпусом, заливаемые киром (асфальтом). Применяют также печати, корпус которых заливают мастикой из мыла и канифоли. Кировые и мастичные печати спускают в скважину на тартальном канате с грузовой штангой или на насосных штангах.

### 2.2.2 ПОДГОТОВИТЕЛЬНО-ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Подготовительные работы перед цементированием проводят с целью определения источника обводнения, путей поступления воды в скважину и получения данных для выбора способа цементирования.

После появления воды в скважине ее останавливают на время  $T$ , которое должно быть не меньше времени  $T_0$ , по истечении которого в пласте наступает установившееся состояние.

Через  $T$  ч после остановки в скважине определяют пластовое давление и отбирают пробу воды на уровне интервала перфорации обсадной колонны для химического анализа и определения содержания ВЧ.

Анализ воды выполняют согласно руководству по гидрохимическому опробованию подземных вод. При анализе определяют следующие свойства воды: удельный вес при  $20^{\circ}\text{C}$ , сухой остаток в г/л, содержание ионов  $\text{Cl}$   $\text{SO}_4$   $\text{HCO}_3$ ,  $\text{CO}^{2-}$   $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$   $\text{Na} + \text{K}$  в мг/экв на 100 см<sup>3</sup> воды, содержание  $\text{I}$ ,  $\text{Br}$ ,  $\text{B}_2\text{O}_3$ ,  $\text{NH}_4$ ,  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{Al}_2\text{O}_3$  в мг/л, общая минерализация в мг/экв на 100 см<sup>3</sup>.

Затем возобновляют отбор жидкости (воды или воды с нефтью) из скважины. После отбора жидкости в объеме, равном объему обсаженной скважины, отбирают пробу воды для химического анализа и определения содержания ВЧ. Отбор жидкости из пласта прекращают после того, как три последовательно взятые пробы воды будут иметь одинаковый химический состав и одинаковое количество ВЧ. Постоянство состава воды будет показывать, что скважина обводнилась посторонней пластовой водой.

Физико-химические свойства воды, отбираемой из скважины, сопоставляют с анализами вод, приведенными в нормальном типовом гидрохимическом разрезе нефтяного месторождения. В результате этого устанавливают источник обводнения скважины. Для уточнения источника поступления воды и выбора способа цементирования исследуют скважину на приток посторонней воды. С этой целью отбирают нефть и воду на трех установившихся режимах.

Длительность отбора воды на каждом режиме  $T$  должна быть не меньше времени  $T_0$ . Для каждого из трех режимов определяют забойное давление и соответствующий им отбор воды. Составляют три уравнения типа:

$$P_{пл} - P_{заб} = Aq + Bq^2 \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  - пластовое давление, атм.;

$P_{заб}$  забойное давление, атм.

$q$  - величина отбора посторонней воды, м<sup>3</sup>/сут,

$A$  - постоянная величина, атм. • сутки/м<sup>3</sup>;

$B$  - постоянная величина, ат • сутки<sup>2</sup>/м<sup>6</sup>.

Решают систему уравнений и получают величину  $P_{пл}$ ,  $A$  и  $B$ , которые используют для определения интенсивности дренирования пласта перед цементованием и режима продавки цементного раствора.

При обводнении скважины посторонней водой  $B > 0$ . При  $B \leq 0$  источник обводнения скважины не выясняется.

В зависимости от условий притока посторонней воды в скважину, очищают каналы заколонной циркуляции путем интенсивного дренирования пласта или промывки водой с использованием пакера.

Режим промывки должен быть таким, чтобы соблюдалось условие:

$$p_a Q \geq 42,1 D h \text{ атм.} \cdot \text{л/сек, (2)}$$

где  $p_a$  - давление на устье скважины при промывке, атм. (это давление не должно быть больше 50 атм. на 1 м высоты цементного кольца);

$Q$  - производительность насоса при промывке, л/сек.

На промыслах Татарии для промывки каналов заколонной циркуляции иногда применяют 10%-ный раствор ингибированной соляной кислоты и воду. При этом степень очистки каналов увеличивается, но требуется тщательное удаление продуктов реакции кислоты с породой. После очистки каналов заколонной циркуляции скважину заполняют пластовой водой с добавкой поверхностно-активного вещества. Поднимают лифтовые трубы и обследуют ствол скважины печатью. При необходимости очищают эксплуатационную колонну в интервале перфорации. Состояние цементного кольца скважины до вскрытия продуктивного пласта определяют методом рассеянного гамма-излучения с помощью акустического (звукового) метода. Состояние цементного кольца между интервалами перфорации колонны устанавливают опрессовкой с использованием пакера и резистивиметра.

Каналы заколонной циркуляции выявляют методами: радиоактивных изотопов, термическим, нейтронными и наведенной активности натрия. Метод радиоактивных изотопов может выполняться по трем технологическим схемам.

По первой схеме после закачки изотопов определяют их положение по кривой интенсивности гамма-излучения.

По второй схеме после закачки изотопов наблюдают за их движением в канале заколонной циркуляции по интенсивности гамма-излучения во времени.

По третьей схеме используют глубинный прибор радиометрии, имеющий аппаратуру для регистрации интенсивности гамма-излучения и стреляющее устройство для ввода изотопов в ствол скважины.

## 2.3 ПРИМЕНЯЕМЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ

Характеристика растворов и материалов, применяемых при водоизоляционных работах

При водоизоляционных работах в нефтяных и газовых скважинах используются следующие тампонажные материалы: цемент, жидкое стекло, биополимеры.

1. Смеси на базе минеральных вяжущих веществ (тампонажный цемент, шлак, гипс и их модификации);

2. Тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, полимерные тампонажные материалы (ПТМ);

3. Тампонажные растворы, приготовленные на базе минеральных вяжущих тампонажных материалов с различными облагораживающими добавками (СПВС-ТР, ТЭГ, ТС-10 и др.).

4. Многокомпонентные тампонажные смеси, приготовленные с помощью дезинтегратора (МТСД);

5. Сжимающиеся тампонажные материалы (СТМ).

В скважинах с низкой приемистостью эффективно применение ПТМ и ЦПР. Использование цементных растворов оказывается более эффективным при ликвидации прорыва верхних и нижних пластовых вод в условиях высокой приемистости и ликвидации прорыва пластовых вод в случае недифференцированного анализа результатов работ.

Применение ЦПР более эффективно (по сравнению с ПТМ) при ликвидации прорыва верхних пластовых вод в условиях высокой приемистости.

Среди ПТМ при ремонтно-изоляционных работах нашли применение вязкоупругие составы (ВУС), селективные тампонажные материалы - гидрофобный тампонажный материал (ГТМ), и др.

Недостатками растворов на основе смол является их дороговизна, а на

основе силанов - токсичность, взрыво- и пожароопасность. ВУС - это вязкоупругий состав из смеси 2 %-ного водного раствора гексорезорциновой смолы (ГРС), 1 %-ного водного раствора полиакриламида (ПАА и формалина 38-40%-ной концентрации) в соотношении объемов 1,0+0,1+0,02. Применим до температуры +90°C.

Наибольшее предпочтение при производстве водоизоляционных работ необходимо отдавать материалам и методам селективного действия. К селективным относятся методы, обеспечивающие избирательное снижение проницаемости лишь водонасыщенной части пласта при закачке изолирующих реагентов по всей его толщине. Селективность изоляционных работ основывается на свойствах изолирующего материала.

Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода.

Разрабатывались также селективные методы, основанные на использовании в качестве изоляционных реагентов пересыщенных растворов твердых углеводородов (парафин, церезин, озокерит) в керосине, парафиновых отложений в нефти, латекса, натриевых солей нафтеновых кислот.

Наиболее изученными и освоенными отечественной промышленностью методами селективной изоляции и ограничения притока пластовых вод в нефтяные скважины являются методы, основанные на использовании водорастворимых полимеров акрилового ряда.

В качестве водоизолирующего материала из акриловых водорастворимых полимеров используются в основном полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид (ПАА). Они растворяются в нефти и находятся в твердом состоянии при контакте с пластовой водой.

Из методов основанных на использовании неорганических

водоизолирующих реагентов, находят применение неорганические соли, которые вследствие ионного обмена с солями пластовой воды или предварительно закачанной в пласт жидкостью, либо гидролиза пластовой водой образуют нерастворимые в воде осадки или гели. В последние годы разработаны водоизолирующие материалы на основе силикатов щелочных металлов, в частности жидкого стекла.

Состав и свойства образующихся продуктов гидролиза в значительной степени зависят от условий реакции: кислотности среды, температуры, присутствия растворителя, его полярности и т.д. Кислотность среды повышает скорость гидролиза. В кислой среде в результате конденсации дифункциональных продуктов в значительном количестве образуются циклические полимеры типа  $[R_2SiO]_n$ , где  $n=3-9$ . При гидролизе в присутствии инертных растворителей (бензол, толуол и др.) образуются неплавкие и нерастворимые соединения в виде аморфных осадков. В случае активных органических растворителей (спиртов, эфиров и др.), растворяющих мономерные и полимерные продукты, реакция конденсации приводит к образованию большого количества линейных высокомолекулярных полимеров.

Силаны представляют собой прозрачные бесцветные жидкости (в чистом виде), легко подвижные, дымящиеся на воздухе с резким специфическим запахом, который обусловлен выделением хлористого водорода при контакте с влагой атмосферы. Силаны хорошо растворимы в органических растворителях. Физико-химические свойства силанов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Физико-химические свойства силанов

Название соединения	Химическая формула	Температура, 0С		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Кол-во вступившего в реакцию гидролиза со 100 г проб	Кол-во образовавшегося HCL, г.
		Кипения	Застывания			

Метилтрихлорсилан	$\text{CH}_3\text{SiCl}_3$	65,7	-77,8	1273	36,1	72,2
Диметилдихлорсилан	$(\text{CH}_3)_2\text{SiCl}_2$	70,1	-76	1066	27,9	52,5
Триметилхлорсилан	$(\text{CH}_3)_3\text{SiCl}$	57,5	-57,7	846	16,6	33,6
Этилтрихлорсилан	$\text{C}_2\text{H}_5\text{SiCl}_3$	97-100	-105	1238,8	33,0	66,9
Диэтилдихлорсилан	$(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{SiCl}_2$	129-130	-96	1050	22,9	46,5
Триэтил-хлорсилан	$(\text{C}_2\text{H}_5)_3\text{SiCl}$	143,5	-	898,6	11,9	24,2
Фенилтрихлорсилан	$(\text{C}_2\text{H}_5)_3\text{SiCl}_3$	201	-	1325,6	25,5	49,1

В нефтепромысловой практике применяются Фенилтрихлорсилан, фенилтрихлорсилансырец, металлические кубовые остатки, азеотропная смесь кремнийорганического производства. Все эти вещества представляют собой мономеры. При гидролизе указанных продуктов происходит их сшивка за счет кислорода воды и образования олигополимеров.

Фенилтрихлорсилан (ФТХС) - легкогидролизующийся кремнийорганический продукт.

Кубовые остатки (неосветленные) (КО) - остаток ректификационного кремнийорганического процесса - негостируемый продукт. Различают металлические (МКО), этильные (ЭКО), фенильные (ФКО) кубовые остатки. Токсичность их ликвидируется уксусной кислотой.

До последнего времени основным материалом, применяемым при проведении водоизоляционных работ, остается цементный раствор.

Низкая успешность операций по ограничению водопритоков и обуславливает поиск более эффективных изоляционных материалов и способов. При этом главное внимание акцентируется на принципе изоляции и изоляционных материалах, составляющих основу методов изоляции.

#### 2.2.4 МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ

Для цементирования используют различные сорта тампонажного портланд-цемента, качество которых соответствует ГОСТ или определяется временными техническими условиями на специальные цементы.

При цементировании скважин, обладающих средней поглотительной

способностью, с температурой забоя меньше 40°C применяют тампонажный цемент для "холодных" скважин. При цементировании скважин с температурой забоя 40-78°C, а также обладающих средней или низкой поглотительной способностью, применяют тампонажный цемент для "горячих" скважин.

Если температура забоя скважин со средней или с низкой поглотительной способностью составляет 78-120°C, применяют цемент для сверхглубоких скважин (СГБ). Он получается в результате помола цементного клинкера с добавкой гипса.

Для цементирования в скважинах, где применяют промывочные жидкости повышенного удельного веса (до 2), используют утяжеленный тампонажный цемент (УТ). Он представляет собой продукт совместного помола тампонажного цемента (40%), гематита (60%) и гипса (до 5%). Удельный вес утяжеленного цементного раствора должен быть не менее 2,25.

Для цементирования в поглощающих скважинах применяют гельцемент, волокнистый цемент, специальные цементы с малыми сроками схватывания (смесь глиноземистого и тампонажного цемента в отношении 1:3 по весу, гипсглиноземистый цемент, гипсоцементную смесь) и быстросхватывающиеся цементные смеси.

Гельцемент представляет собой смесь тампонажного цемента с порошкообразной высококачественной глиной в соотношении 9:1. Растекаемость геля-цемента равна 10 см, угол естественного откоса 40-55°. Усадка геля-цементного раствора при затвердевании примерно в 10 раз меньше, чем усадка обычного цемента. Камень, образованный из геля-цемента, имеет малую водопроницаемость и значительную солестойкость.

Быстросхватывающиеся смеси готовят путем смешивания тампонажного цемента с ускорителями схватывания. В качестве ускорителей применяют хлористый кальций, кальцинированную соду, серноокислый глинозем, жидкое стекло, хлористый алюминий, которые вводят в количестве

0,5-6% от веса цемента.

Цементный раствор, применяемый при водо-изоляционных работах, должен обладать хорошей подвижностью и очень малой усадкой при твердении, хорошо проникать в каверны и трещины произвольной формы и плотно заполнять их; при контакте с пористой средой мало обезвоживаться и не терять свою подвижность; обладать малой водоотдачей (по методике АНИ примерно 50 см<sup>3</sup> за 30 мин при перепаде давления 70 атм.), обеспечивающей образование прочной цементной корки на поверхности пористой среды.

Состав цементного раствора с малой водоотдачей следующий:

) тампонажного цемента - 1 т, воды - 550 л, бентонитовой глины - 110 кг, сульфитспиртовой барды (ССБ) - 2,5 кг (гель-цемент);

) тампонажного цемента - 1 т, воды - 500 л, карбоксиметилгидроэтилцеллюлозы (КМГЭЦ) - 4,5 кг

) тампонажного цемента - 1 т, гидрофильной водонефтяной эмульсии - 1 т. Водонефтяную эмульсию готовят путем интенсивного смешивания (при совместной прокачке через 10-мм штуцер) 555 л нефти и 560 л водного раствора поверхностно-активного вещества, содержащего 2,8 кг ОП-10 и ОП-7 ;

) тампонажного тонкодисперсного цемента 1 т, воды 670 л, глинопорошка 115 кг, поверхностно-активного вещества 14 кг (ОП-7). Тонкодисперсный цемент получается путем помола стандартного тампонажного цемента на вибромельнице СМ-515, а также образуется на цементных заводах при помоле портланд-цемента в виде цементной пыли, улавливаемой рукавными фильтрами. Через сито с количеством отверстий 16000 на см<sup>2</sup> проходит 97-98% тонкодисперсного цемента.

Для изоляционных работ в скважинах могут применяться полимерцементные растворы. Их основными преимуществами являются малая водоотдача, хорошая подвижность, способность образовывать цементный камень, обладающий повышенной сопротивляемостью растяжению и

динамическим нагрузкам, хорошим сцеплением с металлом и породой, низкой водопроницаемостью и хорошей коррозионной стойкостью.

Полимерцементный раствор состоит из:

) тампонажного цемента - 1 т, воды - 385 л, латекса 68 кг, некаля БХ (натриевой соли дибутилнафталинсульфоуксидной кислоты) 4,5 кг (латекс-цемент);

) тампонажного цемента 1 т, воды 440 л, фурилового спирта 10 кг, солянокислого анилина 1,2 кг;

) тампонажного цемента 1 т, воды 265 л, смолы ФР-12 150 л, формалина 85 л.

#### 2.2.5 ИЗОЛЯЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД ЦЕМЕНТНЫМИ РАСТВОРАМИ

Цементные растворы на водной или углеводородной основе в настоящее время не широко распространены как тампонирующие материалы при проведении водоизоляционных работ на месторождениях Татарии. В течение последних лет использование цементных растворов намного сократилось за счет применения полимерных и других нецементных тампонирующих материалов. Доля цементных растворов в общем количестве изоляционных материалов не очень высока.

При выборе скважин для анализа проведения изоляционных работ исключались скважины:

- эксплуатирующие угленосные горизонты и обводненные водой этих горизонтов;

- где плотность воды была ниже 1,18 г/см<sup>3</sup>,

После отбрасывания скважин указанных категории, для анализа были взяты материалы изоляционных работ по ЖЛ скважинам.

Цементные растворы, как на водной, так и на углеводородной основе общеизвестны. Отметим лишь, что цементные растворы на водной основе готовят смешением обычного тампонажного цемента с пресной

технической водой. Водоцементный фактор растворов колеблется в пределах 0,45-0,5.

Растворы на углеводородной основе на промыслах Татарии приготавливают, смешивая дизельное топливо с обычным тампонажным цементом. В качестве ПАВ применяют дисолван, добавляя его до 2% объема к смеси.

Цементные растворы закачивают в пласт по насоснокомпрессорным трубам, при этом цементный раствор на водной основе закачивают последовательно за пластовой водой и продавливают ею же, а при закачке цементного раствора на углеводородной основе применяют жидкостиразделители до и после цементного раствора. Объем разделительной жидкости берут в пределах 0,5-1,0 м<sup>3</sup>, что предотвращает преждевременное затверждение цементного.

При задавливании цементных растворов в пласт использовались давления, значительно превышающие допустимое давление на эксплуатационную колонну. Поэтому в большинстве случаев закачки цементного раствора проводили по заливочным трубам, оборудованным пакером, предохраняющим эксплуатационную колонну от действия избыточного давления. В связи с этим около 70% изоляционных работ проводят с использованием пакеров высокого давления.

Тщательное изучение материалов водоизоляционных работ показывает, что наряду с различными способами задавливания цементных растворов в пласт существуют два отличных друг от друга способа изоляции путей водопритоков.

По первому способу закрытие путей водопритоков достигается перекрытием цементным мостом фильтра скважины, эксплуатирующей нижний пласт, частично обводненный. Метод, применяется для изоляции как нижней, так и подошвенной воды - неселективная изоляция вод.

По второму способу изоляция вод достигается за счет перекрытия

обводненной части пласта цементным мостом, закрытия путей водопритоков, вследствие кольматации их частицами цементного раствора или под действием других сил при выполнении операции по задавливанию цементного раствора. Данный способ применяется при изоляции нижней и подошвенной воды. Работы по изоляции выполняются как с применением пакера, так и без него и складываются из следующих операций.

При изоляции подошвенной воды:

- перекрывается фильтр предполагаемой обводненной части пласта цементным мостом, а нефтеносная часть пласта вскрывается снова;
- цементный мост разрушается до нижних перфорационных отверстий старого фильтра, и дополнительно вскрывается кровля нефтеносной части пласта;

цементный мост после изоляционных работ устанавливается ниже старого фильтра и дополнительно вскрывается нефтеносная часть пласта.

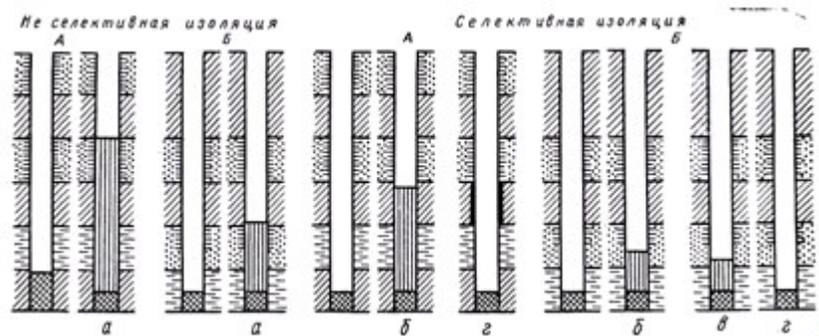
При изоляции нижних вод:

- цементный мост устанавливается на уровне нижних перфорационных отверстий нижнего нефтеносного пласта и последний вскрывается снова;
- цементный мост устанавливается глубже нижних перфорационных отверстий нижнего нефтеносного пласта, а нефтеносный пласт вскрывается снова.

Данный случай в отличие от первого будем называть селективной изоляцией вод. Неселективный и селективный методы изоляции нижних и подошвенных вод схематически показаны на рисунке 2.12.

При селективной изоляции подошвенной воды успешность работ выше, чем при изоляции нижней воды, с использованием цементного раствора как на водной, так и на углеводородной основе. При неселективной изоляции успешность работ в случае изоляции нижней воды с использованием цементного раствора на водной основе выше, чем на углеводородной.





А - в скважине, обводненной нижней водой;

Б - в скважине, обводненной подошвенной водой;

а - перекрытие обводненного пласта цементным мостом;

б - наращивание искусственного забоя;

в - перекрытие цементным мостом обводненной части пласта;

г - создание цементной оторочки в зоне ВНК или заполнение затрубного пространства цементным раствором.

Рисунок 2.12 Закрытие путей водопиток с использованием цементного раствора

Следует отметить, что после проведения изоляционных работ достигается снижение обводненности на некоторую величину, т. е. происходит частичная изоляция вод.

При неселективной изоляции нижних вод с использованием цементного раствора на водной основе дебит нефти более чем в 3 раза выше дебита до изоляционных работ и при изоляции подошвенной воды - примерно в 2 раза. В случае использования цементного раствора на углеводородной основе прирост дебита нефти при изоляции подошвенной воды выше, чем при изоляции нижней воды, и отмечается значительное снижение обводненности с использованием цементного раствора на водной основе (по 30 скважинам более чем в 2 раза).

Значительное снижение обводненности отмечается при изоляции нижней

воды с использованием цементных растворов на водной и углеводородной основе

Периодом восстановления обводненности называется тот промежуток времени после проведения изоляционных работ, в течение которого содержание воды в продукции при эксплуатации скважины становится равным зафиксированному перед изоляционными работами.

Сравнительно короткий период восстановления обводненности при использовании цементных растворов на углеводородной основе, очевидно, связан с явлением медленного отверждения этого раствора. Вследствие этого при создании определенной депрессии на забой происходит прорыв воды, что приводит к резкому восстановлению обводненности до величины, которая отмечалась перед изоляционными работами.

#### 2.2.6 ЖИДКОЕ СТЕКЛО

Ограничение притока воды в скважины основано на закачке композиций на базе силиката натрия (стекло натриевое жидкое) и формирования в зоне изоляции стойкой относительно пластовых и опресненных вод тампонирующей массы.

Интерес, к жидкому стеклу значительно возросший в последние годы в нашей стране и за рубежом определяется, наряду с его высокими водоизолирующими свойствами, экологической чистотой применения, негорючестью и нетоксичностью.

В качестве отвердителя в силикат натрия вводится натрий кремнефтористый.

Технология направлена на изоляцию вод, поступающих в добывающие скважины за счёт герметизации крепи скважин, или блокирования наиболее промытых высокопроницаемых зон пласта и вовлечение в разработку участков трудноизвлекаемых запасов нефти.

Областью применения технологии является ликвидация нарушений эксплуатационной колонны в зонах с высокой и низкой проницаемостью, изоляция притока подошвенных, нижних и верхних вод, как в терригенных, так и в карбонатных пластах.

Технология может быть использована как в добывающих, так и нагнетательных скважинах независимо от вида и степени минерализации изолируемых или закачиваемых вод.

Технология обработки скважин предназначена для ограничения добычи попутной воды добывающих скважин и оптимизации режимов работ нагнетательных скважин.

Применяется для ограничения притока подошвенных, пропластковых и закачиваемых вод, изоляции заколонных перетоков добывающих скважин, ликвидации нарушений цементного кольца, а также для выравнивания профилей приемистости и изоляции заколонных перетоков нагнетательных скважин.

Технология основана на закачке композиций на базе силиката натрия (стекло натриевое жидкое) и формирования в зоне изоляции стойкой относительно пластовых и опресненных вод тампонирующей массы. В качестве структурообразователя в силикат натрия вводится натрий кремнефтористый.

Технология обработки скважин композициями на основе силиката натрия применима в условиях терригенных и карбонатных коллекторов, пластовых температур до 150°C и удельной приемистости скважин 0,6-5,0 м<sup>3</sup>/ч·МПа.

Условия применения жидкого стекла в нефтедобывающих скважинах:

тип коллектора - терригенный, карбонатный;

коэффициент нефтенасыщенности продуктивного пласта более 50%;

первоначальная нефтенасыщенная часть пласта не менее 3-4 м;

накопленный отбор нефти не более 15 усл. ед./м;

проницаемость коллектора более 0,1 мкм<sup>2</sup>;

интервал перфорации не менее 2-3 м;

температура пласта 20-150°C;

обводненность добываемой продукции не лимитируется;

плотность добываемой воды не регламентируется;

приемистость скважины по воде 0,6-5,0 м<sup>3</sup>/ч·МПа;

отношение коэффициентов проницаемостей водного и продуктивного пластов (пропластков) более 2;

удаленность от нагнетательной скважины более 600 м;

закачка тампонирующей композиции в зону изоляции осуществляется через существующий эксплуатационный фильтр;

башмак насосно-компрессорных труб (НКТ) должен быть установлен в интервале поступления воды в ствол скважины;

давление закачки тампонирующей композиции в зону изоляции не должно превышать 10-12 МПа для девонских горизонтов и 6-8 МПа для верхних горизонтов;

необходимый объем тампонирующей композиции 3-5 м<sup>3</sup> на 1 м толщины изолируемой зоны пласта;

допустимая депрессия на пласт при освоении и эксплуатации скважины после обработки не более 6-8 МПа;

Условия применения жидкого стекла в водонагнетательных скважинах:

тип коллектора - терригенный, карбонатный;

мощность продуктивного пласта не менее 4-5 м;

проницаемость коллектора не менее 0,4-0,5 мкм<sup>2</sup>;

- интервал перфорации не менее 3-4 м;
- эксплуатационная колонна выше интервала перфорации - герметична;

приемистость скважины по воде 1,2-5,0 м<sup>3</sup>/ч·МПа;

исследован профиль приемистости;

величина приемистости высокопроницаемых пропластков в три и более

раз превышает величину приемистости низкопроницаемых пропластков - в случае выравнивания профиля приемистости продуктивного пласта;

величина приемистости водоносного пласта (не участвующего в вытеснении нефти) в 2 и более раз превышает величину приемистости продуктивного пласта - в случае заколонной циркуляции;

закачка тампонажной композиции в зону изоляции осуществляется через существующий фильтр;

башмак НКТ установлен в интервале перфорации, напротив "пики" максимальной приемистости;

давление закачки тампонирующей композиции в зону изоляции не должно превышать допустимое давление на эксплуатационную колонну;

общий объем тампонирующей композиции, закачиваемой в зону изоляции, составляет 12-24 м<sup>3</sup>.

#### Материалы необходимые для изоляции с помощью жидкого стекла

Силикат натрия (стекло натриевое жидкое), силикатный модуль 2,9-4,0, плотность 1,36-1,45 г/см<sup>3</sup>, вязкость при 20°С составляет 250-400 мПа·с, температура замерзания минус 10°С.

Натрий кремнефтористый технический, ТУ 113-08-587-86.

Триацетин технический, ТУ 7511903-571-99.

#### 2.2.7 БИОПОЛИМЕР

Технология направлена на увеличение коэффициента нефтеотдачи, текущей добычи нефти и снижения обводненности добываемой продукции на поздней стадии разработки за счет выравнивания неоднородности продуктивного пласта, регулирования охвата пласта воздействием, перераспределением потоков по пласту за счет свойств композиционного состава на основе ксантана. Технологический процесс (ТП) проводят с применением стандартного нефтепромыслового оборудования.

### Назначение технологии:

Неоднородность продуктивного пласта приводит к неравномерному продвижению вытесняющего агента и образованию промытых зон с низким фильтрационным сопротивлением, что, в свою очередь, способствует обводнению добывающих скважин при невыработанных запасах нефти в менее проницаемых пропластках.

Одним из способов повышения охвата нефтенасыщенных пластов заводнением является полное или частичное блокирование промытых водой высокопроницаемых зон коллектора растворами ксантановых биополимеров с индукторами гелеобразования. Благодаря регулируемой вязкости гелеобразующий состав проникает в высокопроницаемые, промытые зоны и выводит их из разработки, перераспределяя потоки пластовых флюидов в менее проницаемые зоны, обеспечивая более полное извлечение нефти из неохваченных воздействием пропластков.

### Основы применения:

В качестве официального наименования технологии использовать "Ксантан" - по названию основного действующего вещества, содержащегося в закачиваемой композиции - ксантанового экзополисахарида - биополимера микробного происхождения.

Применение технологии основывается на способности растворов ксантановых биополимеров переходить в состояние высокопрочного геля под воздействием солей поливалентных металлов (хром, алюминий, железо и др.), что приводит к селективной изоляции высокопроницаемых пропластков. Для реализации технологического процесса используются разбавленные водные растворы ксантана, образующие сшитые структуры при добавлении индукторов гелеобразования в течение 8 - 10 суток.

Важнейшими технологическими свойствами ксантана, обуславливающими его применимость для повышения нефтеотдачи пластов,

являются:

регулируемая вязкость рабочих растворов и высокая проникающая способность позволяют закачивать ксантан на требуемую глубину;

сохранение реологических свойств в широком диапазоне температур (до 1000 С), рН, давлении, минерализации (до 200 г/л);

для растворов характерна высокая вязкость при малых скоростях сдвига и низкая вязкость при высоких скоростях сдвига;

низкие адсорбционные качества в пластовых условиях;

высокая стойкость к механической деструкции, солестойкость;

длительная стабильность геля в условиях постоянного контакта с пресной и минерализованной водой (до 24 месяцев);

устойчивость раствора ксантана и геля к биодegradации;

отсутствие коррозионной активности.

Перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта заводнением путем воздействия растворами ксантановых биополимеров со сшивающими агентами доказано лабораторными исследованиями на моделях неоднородного пласта.

## 2.2.8 ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ПРИ ВИР

### Цементировочная арматура

Для цементирования с заливочными трубами применяют цементировочную арматуру типа АЦ1-150, АЦ2-160 конструкции Азинмаша, цементировочную головку грозненского типа или нижнюю часть фонтанной арматуры. Это же оборудование используют при химическом тампонаже скважин, гидравлическом разрыве пласта, кислотной обработке призабойных зон, при определении места дефекта в эксплуатационной колонне пакером и других работах. Цементировочная арматура герметизирует кольцевое пространство между колонной заливочных труб и эксплуатационной колонной.

Это позволяет выполнять прямую и обратную промывку, а также продавку жидкости в фильтр скважины через заливочные трубы или кольцевое пространство.

### Заливочные трубы

При цементировании в качестве заливочных труб применяют насосно-компрессорные трубы диаметром от 60 мм и выше, бурильные трубы с высаженными наружу концами диаметром от 60 мм и выше и бурильные трубы с высаженными внутрь концами диаметром от 89 мм и выше. В 114-мм эксплуатационной колонне в виде исключения применяют 48-мм заливочные трубы. Применение в качестве заливочных труб 73-мм бурильных труб с высаженными внутрь концами связано с риском забить трубы цементным раствором.

На промыслах обычно используют двухступенчатую колонну заливочных труб. Нижняя ее часть состоит из десяти-пятнадцати 60-мм насосно-компрессорных труб, соединенных между собой муфтами со снятой фаской; эту часть колонны называют хвостовиком. Верхнюю часть колонны составляют из 89-мм бурильных труб. Многолетняя практика изоляционных работ подтвердила безопасность применения 89-мм бурильных труб в верхней части колонны при цементировании в скважинах глубиной 1000-2500 м.

### Пакеры

При изоляционных работах применяют цементировочные пакеры, которые устанавливают на нижнем конце колонны заливочных труб. Назначение пакера - изолировать участок эксплуатационной колонны ниже башмака заливочных труб от кольцевого пространства между этими трубами и колонной.

По характеру изоляции кольцевого (затрубного) пространства цементировочные пакеры делятся на две группы. К первой группе относятся извлекаемые пакеры (поднимаемые из скважины вместе с колонной заливочных

труб). Вторую группу составляют неизвлекаемые пакеры. По окончании цементирования они отделяются от колонны заливочных труб и остаются в скважине. При необходимости пакеры второй группы могут быть удалены из скважины путем фрезерования.

#### Оборудование, необходимое для изоляции с помощью жидкого стекла

При осуществлении технологического процесса используется стандартное оборудование, применяемое при капитальном ремонте скважин, в том числе цементировочные агрегаты типа ЦА-320М и 2-3 автоцистерны.

#### Оборудование, применяемое для изоляции с помощью биополимера

Технические средства и оборудование. Технологический процесс осуществляется с применением существующего нефтепромыслового оборудования. Насосные агрегаты по ТУ 26-02-030-75 ЦА-320 или его аналоги. Автоцистерны по ТУ 26-16-32-77 АЦ-10 (или их аналоги), в количестве остаточном для подвоза заданного объема закачиваемых составов и соблюдения режима технологического процесса.

### 2.3 ТЕХНОЛОГИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО СКВАЖИНАМ

Технологический процесс ВИР с использованием жидкого стекла

Перед осуществлением технологического процесса с целью оценки параметров работы пласта, определения профиля притока или приемистости, установления источника обводнения на скважине необходимо произвести комплекс промыслово-геофизических исследований в соответствии с РД 39-1-1190-84 "Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин".

Для оценки характера и источника обводнения следует также использовать имеющиеся по скважине материалы: первичный стандартный картаж, историю эксплуатации, динамику обводнения, результаты анализа

химического состава воды из отобранных проб, расположение скважины относительно фронта нагнетания и т.д.

Промыть ствол скважины допуском НКТ до забоя и установить башмак НКТ в интервале водопритока.

Осуществить обвязку НКТ с агрегатом ЦА-320М и опрессовать нагнетательную линию на давление, в 1,5 раза превышающее предполагаемое рабочее давление.

Определить приемистость скважины по воде с помощью агрегата ЦА-320М при установившемся устьевом давлении не выше допустимого для опрессовки эксплуатационной колонны.

Выбрать тип тампонажной композиции в соответствии с технологической схемой обработки и с учетом условий применимости самой композиции.

Определить необходимое для осуществления технологического процесса количество тампонажной композиции.

Обработка нефтедобывающих скважин, обводненных подошвенной, закачиваемой и поступающей из нижней части пласта водой

Схема обработки включает нагнетание водоизолирующей композиции из расчета 3 м<sup>3</sup> на 1 м толщины изолируемой зоны пласта и ее продавливание в пласт продавочной жидкостью. Продавка осуществляется задавливанием в пласт продавочной жидкости из расчета 1 м<sup>3</sup> на 1 м изолируемой зоны пласта.

В нефтедобывающих скважинах с терригенными коллекторами в качестве продавочной жидкости может служить высокоминерализованная вода (пластовая девонская вода с плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>).

В скважинах с карбонатными коллекторами в качестве продавочной жидкости может служить пресная вода или растворы на углеводородной основе.

Закачка композиции производится через существующий эксплуатационный фильтр, башмак НКТ устанавливается напротив нижних перфорационных отверстий изолируемого объекта.

Режим продавки водоизолирующих композиций в пласт через существующий эксплуатационный фильтр является важным фактором, определяющим характер (селективность) проникновения композиции в водо- и нефтенасыщенные интервалы. При обработках по ограничению притока подошвенных вод скорость продавки (расход) не должна превышать приемистость пласта по жидкости.

Технологическим критерием успешности проведенной изоляции может служить повышение давления нагнетания тампонажной композиции в зону изоляции в конце продавки в 1,2 и более раза в сравнении с начальным.

Если в процессе нагнетания композиции в зону изоляции роста давления не произошло или оно повысилось ниже чем в 1,2 раза, то необходимо в технологическую схему обработки скважины включить забойную цементную заливку под давлением.

В случае удаленности интервала перфорации от ВНК менее 1,5 м необходимо после закачки силикатосодержащей композиции провести цементирование прежнего интервала перфорации с последующим прострелом нового (сверлящим перфоратором) из расчета его удаленности от ВНК более 1,5м.

Достаточное время ожидания формирования водоизолирующего экрана перед пуском скважины в работу составляет 24 часа.

Обработка нефтедобывающих скважин, обводненных нижней водой (заколонный переток)

Схема обработки включает закачку тампонирующей композиции в объеме 8-16 м<sup>3</sup> в зону изоляции.

Дополнительное цементирование осуществляется в тех случаях, когда рабочие депрессии в скважине при последующей эксплуатации превышают допустимые для используемых составов композиций (6-8 МПа).

В скважинах с терригенными коллекторами в качестве продавочной

жидкости может служить высокоминерализованная вода. В скважинах с карбонатными коллекторами в качестве продавочной жидкости могут служить растворы на углеводородной основе или пресная вода.

Закачка композиции производится через существующий фильтр, башмак НКТ устанавливается против нижних перфорационных отверстий.

Достаточное время ожидания отверждения и формирования водоизолирующего экрана (ОЗЦ) перед пуском скважины в работу составляет 24 часа.

Таблица 2.4 Зависимость объёма закачиваемой композиции от удельной приемистости скважины

Удельная приемистость скважины, м <sup>3</sup> /ч·МПа	Общий объём композиции, м <sup>3</sup>
1,2-2,0	8-12
2-3	12-16
3-4	16-20
4-5	20-24

Последовательность продавливания жидкостекольных составов в зависимости от приемистости нарушения вести по схемам, приведенным на рисунках а, б и в.



Рисунок 2.12 Последовательность закачивания по насосно-компрессорным трубам рабочих жидкостей в зону нарушения в зависимости от приемистости

Закачивание составов на основе жидкого стекла по схемам а, б, в:

сроки схватывания составов должны находиться в пределах 1-2

часов;

контроль за процессом ведут по манометру цементосмесительного агрегата, при повышении давления выше допустимого на эксплуатационную колонну процесс закачивания приостанавливают, излишки материалов вымывают обратной промывкой;

После прокачивания состава в нарушение по схеме в скважину оставляют под конечным давлением и поддерживают его в течение планируемого срока отверждения жидкостекольной композиции.

Обратной промывкой произвести срезку цементного раствора.

Приподнять 100 м НКТ на безопасную зону для исключения прихвата труб.

Скважину закрыть и оставить на ОЗЦ в течение 24 часов.

Качество проведённых работ оценить либо опрессовкой до и после разбуривания цементного или силикатного моста, либо понижением уровня.

При безуспешности проведённых работ тампонирование повторить, при этом объём тампонирующей смеси установить с учетом снижения приемистости в результате предшествующих операций.

### **Технология закачки биополимера**

Объем композиции определяется расчетным путем исходя из конкретных геолого-физических условий обрабатываемой скважины: пористости, вскрытой толщины пласта.

Расчет необходимого объема закачки для терригенных коллекторов осуществляется исходя из следующих зависимостей:

принимая, что оторочка раствора биополимера имеет форму цилиндра с радиусом, равным расстоянию в радиальном направлении, где происходит половина потерь подводимого перепада давления на преодоление фильтрационных сопротивлений движению закачиваемой воды (преобразованная формула Лейбензона).

$$R_o = R^\alpha \times r^{1-\alpha}, \quad (3)$$

где R - условный радиус контура питания равный половине расстояния между нагнетательной и добывающими скважинами участка;

$r = 0,11$  м (радиус скважины по долоту);

$\alpha$  - относительная величина полного перепада давления.

$R_o$  - радиус оторочки, м

Таким образом,

$$R_o = R^{1/2} \times r^{1/2}, \quad (4)$$

Площадь поперечного сечения оторочки

$$S_o = \pi \times R_o^2 \quad (5)$$

Расчетный (теоретический) объем оторочки

$$V_o = m \times h \times S_o \quad (6)$$

$V_o$  - расчетный (теоретический) объем оторочки необходимый для реализации технологии (м<sup>3</sup>);

$m$  - коэффициент пористости, д.ед.;

$h$  - перфорированная толщина пласта, м.

Согласно А.Х. Мирзаджанзаде работающие интервалы составляют от 30% до 50 % геометрической толщины продуктивного пласта, следовательно, объем раствора должен составлять от 30 до 50 процентов расчетного (теоретического).

Таким образом, объем раствора (V) необходимый для реализации технологии составляет  $V=0,3-0,5V_o$ . Рекомендуемый объем  $V=0,4V_o$ .

Расчет необходимого объема закачки для карбонатных коллекторов.

Основным объектом регулирования профилей приемистости нагнетательных скважин, работающих на карбонатных коллекторах порово-трещинного типа, являются открытые трещины. Поэтому, при проектировании

работ на таких объектах расчет объема закачки сводится именно к блокированию открытых трещин и изменению проницаемостной неоднородности коллектора. Согласно исследованиям, проведенными специалистами БелНИПИнефть трещинная пористости для объектов РУП «ПО «Белоруснефть» достигает 1,5%, поэтому формула для определения объема закачки (трещин) принимает следующий вид:

$$V = \pi \times R^2 \times h \times 0,015, \text{ где}$$

$V$  - объем закачки (трещин), м<sup>3</sup>;

$R$  - радиус воздействия ( $R=5-10$ ), м;

$h$  - интервал перфорации, м.

Таблица 10. Зависимость радиуса воздействия (оторочки) от приемистости нагнетательных скважин

Приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Радиус воздействия, м
150-250	5-6
250-400	7-8
свыше 400	9-10

Для успешной реализации технологии для карбонатных коллекторов объем закачки не должен быть меньше 2 м<sup>3</sup> на один метр интервала перфорации.

Примечание: объем раствора биополимера может быть несколько изменен в зависимости от транспортных возможностей (при получении по результатам расчетов объема биополимера, например, 10,1м<sup>3</sup>, 10,2м<sup>3</sup>, используем для подвоза реагентов автоцистерны АЦ -10, по этому объем реагента корректируем до 10 м<sup>3</sup>)

Концентрации реагентов в рабочем растворе:

содержание базового концентрата ксантана в закачиваемом растворе

составляет 15-30% (по основному действующему веществу 0,15 - 0,3%); Базовый раствор содержит количество ксантана, способного образовывать стабильные гелеобразные структуры при разведении до 8 раз включительно. Наиболее оптимальные разведения базового раствора ксантана, используемыми при реализации технологии находятся в диапазоне 4 - 6 раз. Выбор разведения (концентрации реагентов) осуществляется исходя из приемистости обрабатываемой скважины (таблица 10), и указывается в плане работ.

диапазон содержания АХ в закачиваемом растворе составляет 0,05 - 0,1%.

Увеличение концентрации АХ в указанном диапазоне приводит к образованию более прочных сшитых структур, но процесс гелеобразования становится более продолжительным. Наиболее предпочтительным фактором является получение прочных сшивок, поэтому при выборе концентрации АХ следует ориентироваться на верхние пределы содержания сшивателя в закачиваемом растворе - 0,075 - 0,1%.

Закачка композиции ксантана в скважину осуществляется в следующем порядке:

Доставить на скважину все необходимые материалы и оборудование, провести обучение работающего персонала в соответствии с планом работ.

Для осуществления технологии требуются два насосных агрегата типа ЦА-320 и автоцистерны (АЦ) с товарной формой биополимера ксантанового типа и АЦ с пресной водой (в случае если в системе ППД используется минерализованная вода) в количестве необходимом для реализации технологии.

Непрерывность реализации технологии обеспечивается параллельным ведением работ по приготовлению композиции (задействован один насосный агрегат) и по закачке приготовленной композиции (задействован второй насосный агрегат).

Работы по реализации технологии проводятся при температуре окружающей среды выше 0°C. Общая схема монтажа и обвязки оборудования

приведена на рисунке 5.

Перед началом работ исполнителем работ в присутствии представителя заказчика производится замер приемистости скважины на трех режимах работы насосного агрегата. При этом значение величины давления на минимальном и максимальном режимах работы должно различаться не менее чем на 30 %. Замер приемистости на каждом из режимов осуществляется путем закачки воды в объеме не менее 2 м<sup>3</sup>. Замер приемистости оформляется актом с подписями представителей заказчика и исполнителя.

Опрессовать нагнетательную линию при давлении, в 1,5 раза превышающем ожидаемое рабочее давление закачки. В случае использования в системе ППД на данном участке (скважине) сточной воды, произвести закачку буферной жидкости, в качестве буфера используется пресная вода в объеме НКТ + 5-10 м<sup>3</sup>, на 6 м<sup>3</sup> буфера.

#### **Технология Ксантан**

Приготовление композиции (дозировку см. таблицу 11):

в мерную емкость насосного агрегата из АЦ с пресной водой и АЦ с базовым биополимером откачать расчетный объем реагентов. Смесь перемешать в течение 30 мин на максимально возможной производительности насосного агрегата до получения однородного раствора, после начала перемешивания, в поток раствора долить необходимый объем ацетата хрома; основным показателем степени однородности раствора и готовности к закачке служит отсутствие плавающего на поверхности недорастворенного базового раствора (концентрата) ксантанового биополимера.

Таблица 11. Количество реагентов необходимое для приготовления 5 м<sup>3</sup> рабочего раствора в зависимости от приемистости скважин при допустимом давлении закачки

Приемистость скважины, м <sup>3</sup> /сут	Объем воды, м <sup>3</sup>	Объем базового раствора ксантана, м <sup>3</sup>	Содержание сшивателя АХ (50% раствор), л
150 - 250	4,0 - 4,2	1,0 - 0,8	7,5
250 - 400	3,8 - 4,0	1,2 - 1,0	7,5
400 - 600	3,6 - 3,8	1,4 - 1,2	10,0
600 - 800	3,5 - 3,6	1,5 - 1,4	10,0

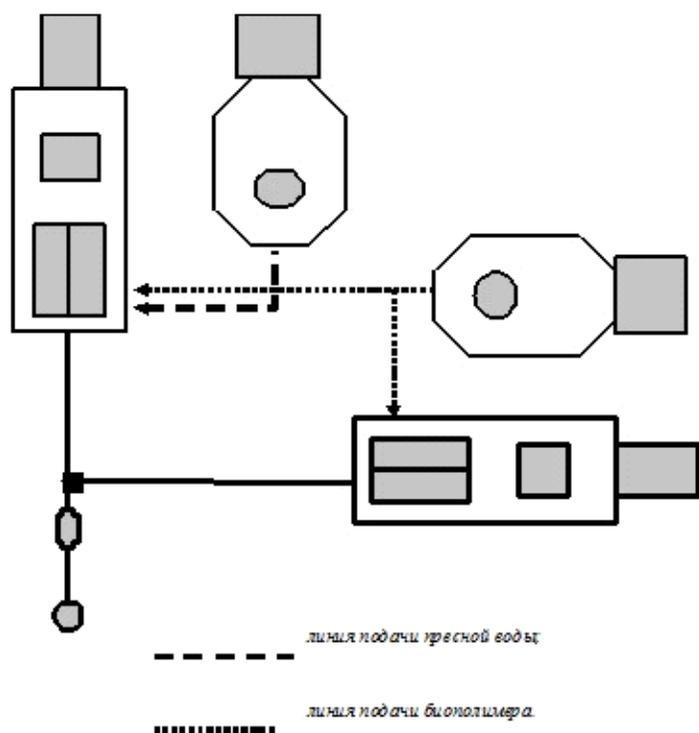


Рисунок 5. Принципиальная схема обвязки при реализации технологии Ксантин

Изменение технологического режима закачки и регулирование концентрации компонентов в композиции осуществляется только по согласованию с представителем организации - разработчика технологии.

Процесс закачки композиции ведется при постоянном контроле давления закачки.

При повышении давления закачки (Рзак) до 0,95 Рдоп (максимально

допустимого давления закачки, установленного для обрабатываемой скважины) закачка рабочего раствора немедленно прекращается, и производится продавка композиции водой для снижения давления в объеме НКТ + 5-10 м<sup>3</sup>, определяется приемистость на последних 6 м<sup>3</sup> воды объемным методом на трех режимах работы насосного агрегата. При снижении давления до Р<sub>нач</sub> закачку композиции продолжить, при отсутствии падения давления работы по приготовлению и закачке композиции прекращаются, скважина останавливается на реагирование на 8-10 суток, составляется акт с указанием причины приостановки работ.

После окончания процесса закачки расчетного объема рабочего раствора, продавить композицию в пласт пресной водой в объеме НКТ+ 5-10 м<sup>3</sup>, определить приемистость на последних 6 м<sup>3</sup> воды объемным методом на трех режимах работы насосного агрегата, после чего остановить скважину на реагирование (время гелеобразования) на 8-10сут. Дальнейшая работа скважины осуществляется в соответствии с технологическим режимом.

После выхода скважины на установившийся режим работы снять профиль приемистости (если предусмотрено специальной программой согласованной с НГДУ).

## 2.4 РАСЧЁТ ПРОЦЕССА ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ)

Исходные данные:

Глубина скважины - 2450 м;

Диаметр эксплуатационной колонны - 168 мм;

Приемистость скважины - 0,3 м<sup>3</sup>/мин;

Диаметр комбинированной колонны заливочных труб - 73×89 мм;

Глубина спуска заливочных труб - 2400 м (73-мм трубы на глубине 1600 м

и 89-мм трубы на глубине 800 м);

Среднегодовая температура - 10°C

Расчёт:

Определяем температуру на забое скважины по формуле (1):

$$t_{\text{заб}} = t_{\text{ср}} + (0,01 - 0,025) * H \quad (7)$$

где  $t_{\text{заб}}$  - температура на забое скважины;

$t_{\text{ср}}$  - средняя температура;

$H$  - глубина скважины.

Принимаем второе слагаемое за  $0,025 * H$  и, подставив численное значение, получим

$$t_{\text{заб}} = 10 + 0,025 * 2450 = 71,3^{\circ}\text{C}$$

Выбираем тампонажный цемент для "горячих" скважин, время начала схватывания с момента затворения у которого равно 105 мин. Тогда допустимое время цементирования

$$T_{\text{доп}} = 0,75 * T_{\text{зат}} = 0,75 * 105 = 79 \text{ мин.} \quad (8)$$

Определим объём колонны заливочных труб:

$$V = \Delta * (\pi/4) * (d_{2в1}^2 * h_1 + d_{2в2}^2 * h_2), \quad (9)$$

где  $d_{в1}$  и  $d_{в2}$  - соответственно внутренние диаметры НКТ диаметром 73 и 89 мм, м;

$h_1, h_2$  - соответственно длина секций колонны заливочных труб, м;

$\Delta$  - коэффициент сжимаемости продавочной жидкости, равный 1,01-1,10 (принимаем 1,02).

$$V=1,02*0,785*(0,0622*1600+0,0762*800)=4,9+3,7=8,6 \text{ м}^3.$$

Определим время, необходимое для полного заполнения колонны заливочных труб при работе одним агрегатом ЦА-320М на 5-й скорости при диаметре втулок 115 мм.

$$T_3 = \frac{1000V}{60q_v} = \frac{1000 * 8.6}{60 * 16.1} = 9 \text{ мин. (10)}$$

Время вымыва излишка тампонажного раствора при обратной промывке при работе одним агрегатом ЦА-320М на 4-й скорости

$$T_6 = \frac{1000 * 8,6}{60 * 10,7} = 14 \text{ мин. (11)}$$

Время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт

$$T = T_{дон} - (T_3 + T_6 + T_0) = 79 - (9 + 14 + 7) = 49 \text{ мин. (12)}$$

где  $T_0$  - время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента (5-10 мин).

Определим объём тампонажного раствора, который можно закачать в пласт за 49 мин.:

$$V_{mp} = 0,3 * 49 = 14,7 \text{ м}^3. (13)$$

Однако раствор, исходя из приёмистости пласта, закачивают в несколько приемов. Поэтому принимаем

$$V_{тр} = 7 \text{ м}^3.$$

Определим плотность тампонажного раствора по формуле:

$$\rho_{mp} = \frac{(1 + m)\rho_c * \rho_{жс}}{\rho_{жс} + m * \rho_c}, (14)$$

где  $m$  - жидкостно-цементное отношение ( $m=0,4-0,5$ );

$\rho_c$  и  $\rho_{жс}$  - плотность соответственно тампонажного цемента и жидкости затворения, т/м<sup>3</sup>.

Тогда

$$\rho_{mp} = \frac{(1 + 0,5) * 3,15 * 1,0}{1,0 + 0,5 * 3,15} = 1,84 \text{ т/м}^3.$$

Количество сухого цемента, необходимое для приготовления 7 м<sup>3</sup> раствора, определяем по формуле:

$$G = \frac{1}{1+m} \rho_{mp} * V_{mp} . (15)$$

Подставив численные значения получим:

$$G = \frac{1}{1+0.5} 1.84 * 7 = 8.6 \text{ т.}$$

Количество тампонажного материала, которое необходимо заготовить с учетом потерь при его затворении, составит:

$$G_1 = K_1 * G , (16)$$

где  $K_1$  - коэффициент, учитывающий потери при затворении тампонажного материала (при использовании цементосмесительных машин  $K_1=1,01$ , при затворении вручную  $K_1=1,05-1,15$ ). Тогда

$$G_1 = 1.01 * 8.6 = 8.7 \text{ т.}$$

Количество жидкости, необходимой для затворения тампонажного материала, определяется по формуле:

$$V_{ж} = \frac{K_2 * G * m}{\rho_{ж}} , (17)$$

где K2 - коэффициент, учитывающий потери жидкости при затворении (K2=1,05-1,10).

$$V_{ж} = \frac{1,05 * 8,6 * 0,5}{1,0} = 4,5 \text{ м3.}$$

### Анализ водоизоляционных работ

Таблица 12. Анализ эффективности по биополимерам

№ скв	Дебет до ВИР, т/сут	Дебет после ВИР, т/сут	Обводнённая до, %	Обводнённая после, %	Продолжительность эффекта, сут.	Дополнительно добыто, тонн
1	2,4	7,2	97,5	92,5	551,8	1831,8
2	0,5	2,5	96,7	87,3	469,9	695,9
3	1,2	5,7	93,7	68,5	309,2	645,2
4	2,3	4,3	94,3	90,1	399,8	751,7
5	1,6	3,2	99,2	98,4	582,8	1972,7
6	2,5	4,6	56,8	50,8	268,9	480,8
7	3,4	5,9	55,8	49,8	150,8	157,3
8	0,6	5,7	99,2	90,0	604,8	1595,5
9	3,9	8,8	97,5	95,0	416,4	723,1
10	3,8	6,5	97,8	96,2	513,1	1665,1

Водоизоляционные работы проводятся в связи с увеличением обводнённости скважины. Причинами обводнения могут быть недоброкачественное цементирование эксплуатационной колонны, вследствие чего не достигается полного разобщения нефтеносных горизонтов от водоносных; нарушение цементного кольца в заколонном пространстве или цементного стакана на забое скважины; дефект в эксплуатационной колонне; наличие в теле трубы трещин, раковин.

Таблица 13. Анализ эффективности по жидкому стеклу

№ скв	Дебет до ВИР, т/сут	Дебет после ВИР, т/сут	Обводнённая до, %	Обводнённая после, %	Продолжительность эффекта, сут.	Дополнительно добыто, тонн
1	3,1	6,4	99,2	88,3	1189	11039
2	4,7	5,0	14,5	21,4	752	1168
3	0,4	3,4	99,2	86,1	638	731
4	1,3	5,6	98,4	86,6	1113	2696
5	0,7	1,4	96,9	83,7	1356	4855
6	0,7	4,3	99,2	90,0	1200	2598
7	0,4	3,3	99,2	92,7	1110	2746
8	1,2	2,8	99,4	18,6	369	2106

9	1,9	6,2	99,6	87,8	570	1163
10	0,1	2,8	98,4	45,3	1267	1913

В 2004 году количество обработок, произведённых в УПНПиРС, составило 20. Общая технологическая эффективность которых составляет 86%, а экономическая эффективность составляет 95%.

Средний дебит по нефти до обработок составлял 1,8 т/сут, при обводнённости 98%. После обработок дебит нефти составил 3,8 т/сут, а обводнённость 95%.

Дополнительная добыча составила 5310 тонн, а всего добыто 9496 тонн нефти. Средняя продолжительность эффекта при использовании жидкого стекла составляет 965,8 суток, а продолжительность при использовании биополимера составила 462,92 суток.

Рассмотрим эффективность применения биополимера на примере 10 скважин. В общем можно сказать, что средний дебит до обработки составляет 2.22 т/сут, обводнённость 88.85%. После закачки биополимера средний дебит на 10 скважин составил 5.44 т/сут, обводнённость составила 81,86%. Средняя продолжительность эффекта составляет 380 дней, а добыча составляет 1052 тонны.

Эффективность применения жидкого стекла на примере 10 скважин. Средний дебит до обработки составляет 1,45 т/сут, обводнённость 90,4%. После закачки жидкого стекла средний дебит на 10 скважин составил 4,2 т/сут, обводнённость составила 70,1%. Средняя продолжительность эффекта составляет 956.4 дней, а добыча составляет 3101,5 тонны.

Таким образом из проведённого анализа следует, что эффективность жидкого стекла намного выше, чем биополимеров. Это видно из продолжительности эффекта, который почти в 3 раза больше, чем у биополимеров.

## 2.5 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Проведение водоизоляционных работ в большинстве случаев связано с перекрытием отдельных пластов и их интервалов или ликвидацией путей сообщения скважины с другими пластами, являющимися в нефтяных скважинах источниками притока пластовой воды.

Наиболее распространёнными методами борьбы с водопроявлениями в УПНПиРС являются жидкое стекло и биополимеры.

Анализ показал, что жидкое стекло (силикат натрия) применять намного эффективнее, чем биополимеры и оно имеет ряд преимуществ:

- высокие водоизолирующие свойства;
- экологическая чистота в применении;
- негорючесть и нетоксичность;
- применяется как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах;
- применима в условиях как терригенных, так и карбонатных коллекторов;
- температура пласта 20-150 °С;
- обводнённость добываемой продукции - не лимитируется;
- температура замерзания минус 10 °С;
- небольшие затраты.

Для оценки качества водоизоляционных работ по отключению отдельных пластов и ликвидации нарушений обсадных колонн используется определение герметичности колонны опрессовкой и снижением уровня.

Согласно этой формуле относительное содержание воды в продукции скважины не зависит ни от степени вскрытия пласта, ни от депрессии, а является функцией соотношения толщин водо- и нефтенасыщенных частей пласта, их проницаемости и вязкости жидкостей.

В условиях резкой неоднородности продуктивных пластов по проницаемости и свойствам насыщающих жидкостей значительные запасы нефти отбираются в водный период эксплуатации добывающих скважин. При

обводненности извлекаемой жидкости свыше 96 - 98 % эксплуатация скважин экономически нецелесообразна, они или исключаются из разработки, или проводятся водоизоляционные работы. Исходя из этого, основная задача всех методов воздействия на пласт, направленных на повышение нефтеотдачи, сводится к обеспечению максимального отбора нефти до момента полного обводнения продукции добывающих скважин. Следует учесть, что 50 - 70 % балансовых запасов нефти остаются неизвлеченными из недр в виде менее проницаемых пропластков и линз из-за преждевременного прорыва воды или другого нефтewытесняющего агента по узким высокопроницаемым зонам.

Большая нефтепромысловая практика применения методов ограничения притока вод в скважины [2, 3] показала возможность успешного выравнивания проницаемости пластов за счет повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон с применением водоизолирующих материалов и других средств. Однако недостаточная изученность механизма действия методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения в пластах привела к недооценке роли их в системе разработки нефтяного месторождения, чем можно объяснить отсутствие высокоэффективных методов воздействия на обводненные пласты на поздней стадии их эксплуатации - при отборе не более 30 - 50 % запасов нефти.

Регулирование процесса разработки в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в двух взаимосвязанных направлениях:

- снижение обводненности продукции скважин за счет вовлечения в более интенсивную разработку слабопроницаемых пластов, а также широкого внедрения средств по ограничению притока вод к забоям добывающих скважин и движения их по обводненным зонам;
- обеспечение полноты выработки запасов обводнившихся пластов путем отбора большого количества жидкости.

Ограничение притока воды в добывающие скважины на промыслах

осуществляется под обобщенным названием РИР. Влияние их на нефтеотдачу изучено недостаточно, и они рассматриваются как метод интенсификации добычи нефти из обводненных скважин. Дифференциация их по функциональному назначению в технологических процессах показала следующее.

В зависимости от факторов, обуславливающих преждевременное обводнение скважин, ремонтно-изоляционные работы делятся на две большие группы. В первую группу входят работы по восстановлению технического состояния крепи скважины с целью предотвращения поступления посторонних вод из пластов, удаленных от продуктивного: герметизация колонн, восстановление целостности цементного кольца в заколонном пространстве и др. Входящие в данную группу РИР позволяют повысить коэффициент эксплуатации скважины как капитального сооружения и способствуют интенсификации добычи нефти.

Ко второй группе относятся работы, связанные с ограничением притока воды непосредственно из послойно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяют методы, позволяющие отключить обводненный пласт или пропласток из разработки либо снизить проницаемость обводненных зон для воды. Первые способы применяются в литологически неоднородных пластах, т.е. когда в продуктивном объекте смежные пласты достаточно надежно обособлены друг от друга непроницаемыми пропластками.

## ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОБВОДНЕННОСТИ ЗАЛЕЖИ

### 3.1 АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И ИХ ТЕКУЩИХ ДЕБИТОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ, ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ЗОНАХ ОТБОРА И ЗАКАЧКИ

Пробная эксплуатация Южно-Сосновского месторождения начата в феврале 1977 года вводом в эксплуатацию скважины 38 фонтанным способом. С декабря 1982 года месторождение находится в промышленной разработке.

Разработка месторождения ведется согласно «Уточненному проекту разработки Южно-Сосновского месторождения», составленному в 2010 году. В разработке находится межсолевая залежь (петриковско-елецко-задонского горизонта).

Основным фондом месторождение разбурено к 1989 году. Скважины Южно-Сосновского месторождения размещены в три ряда по сетке 300×400 м с плотностью 8,6 га/скв.

Всего на месторождении было пробурено 88 добывающих и 14 нагнетательных скважин.

Действующий фонд на 01.01.2005 г. состоит из 30 механизированных скважин, из которых 23 оборудованы ЭЦН, 7 скважин ШГН.

Залежь вступила в пробную эксплуатацию в феврале 1977 года.

За начальное пластовое давление в залежи принято максимальное давление (55,2 МПа на ВНК) из замеренных в процессе освоения скважин 44, 45, 47 и 48.

В начальный период разработки (1977-1981гг.) в эксплуатацию введено 11 добывающих скважин (38, 44, 45, 47, 48, 53, 56, 101, 102, 103 и 108) фонтанным

способом с дебитами нефти 14-450 т/сут. Работа скважин сопровождалась интенсивным снижением пластового давления. Удельный отбор нефти по состоянию на 01.01.1981 года в целом по залежи составил 31 усл. ед./МПа.

В связи с отсутствием закачки воды в залежь в этот период, с целью снижения темпов падения пластового давления (большие отборы из залежи могли привести к резкому снижению пластового давления и прекращению фонтанирования), в высокодебитных скв. 44, 45 и 48 отборы жидкости были ограничены до 200 т/сут.

В течение 1978-1981 гг. данные скважины работали со средними дебитами нефти 150-260 т/сут, обеспечивая 87% отбор от всей добычи месторождения.

По скважинам 38, 47 и 56, разрабатывающим участки залежи с низкими емкостно-фильтрационными свойствами, дебит нефти непрерывно снижался. Неоднократно проведенные солянокислотные обработки, а так же дострел продуктивных вышележащих отложений в скв.38 и 47 незначительно повлияли на их производительность.

Удельные отборы нефти на 1 МПа снижения пластового давления значительно различаются по площади и изменялись от 0,45 усл. ед. (скв.47) до 10,6 усл. ед. (скв.44) по состоянию на ноябрь 1981 года.

Анализ поведения пластового давления по скважинам, вводимым в разработку в разное время, свидетельствует о наличии гидродинамической связи между западным и восточным участками залежи в начальный период разработки.

В скважинах, вновь вводимых в эксплуатацию (скв.101, 102, 103, 53, 56 и 108) отмечалось пониженное пластовое давление, близкое к текущему среднему давлению в залежи.

По мере снижения пластового давления с 55,2 до 31,9 МПа (на 01.01.1982г.) и ввода новых скважин средний дебит нефти по залежи, после

достижения максимума в 1978 году (172 т/сут), продолжал снижаться и в 1980-1981 г.г. удерживался на уровне 66 т/сут, что привело к снижению объемов добычи нефти. В этот период практически весь добывающий фонд работал фонтанным способом.

В целях изучения возможности поддержания пластового давления на месторождении путем приконтурного заводнения в 1979-1981г.г., в соответствии с «Проектом пробной эксплуатации», были пробурены четыре опережающие нагнетательные скважины (105, 106, 107 и 108), из которых три (скв.105, 106, 107) на контуре нефтеносности.

В процессе бурения и освоения скважин установлено, что приконтурная часть залежи характеризуется повышенной расчлененностью, резким уменьшением эффективных толщин, а по геофизическим и гидродинамическим данным - низкими емкостно-фильтрационными характеристиками.

В связи со снижением пластового давления в залежи и для обеспечения запланированных объемов добычи нефти на 1982 год, в ноябре 1981 года под закачку переведены приконтурная добывающая скважина 53 и нагнетательная скважина 108, находившаяся в отработке на нефть. Средняя приемистость скважин составляла 600 м<sup>3</sup>/сут.

За время пробной эксплуатации залежи (1977-1981 г.г.) максимальный отбор нефти был достигнут в 1979 году в основном за счет работы скв. 44, 45 и 48 (91% от общей добычи по месторождению). За период пробной эксплуатации из залежи было добыто 962 усл. ед. безводной нефти (10% от НИЗ).

В целом по залежи средний отбор нефти на 1 МПа падения пластового давления до организации системы ППД составил 33 усл. ед. Влияние законтурной области на разработку залежи отсутствует.

Таким образом, результаты пробной эксплуатации месторождения показали, что залежь разрабатывается в условиях упруго-замкнутого режима, и наблюдается хорошая гидродинамическая связь между различными участками

залежи.

В соответствии с технологической схемой 1982 года, для обеспечения приемистости предусматривалось размещение нагнетательных скважин на структуре с глубиной залегания продуктивных отложений не ниже отметки - 3700 м. А так как результаты бурения и освоения опережающих нагнетательных скважин показали, что ниже этой отметки в ряде случаев коллектора обладают низкими емкостно-фильтрационными свойствами, низкая приемистость скв.105, 106 и 107 не может обеспечить необходимого объема закачки воды.

Разбуривание залежи и ввод скважин осуществлялись согласно технологической схеме разработки. В 1982-1983 г.г. были введены добывающие скв. 100, 109, 113, 114 и нагнетательные скв.111, 112, 110, 115.

Скважины 111 и 112, вскрывшие продуктивные отложения соответственно на отметках -3768 и -3681 м, попали в зону высокой расчлененности пласта с ухудшенными емкостными и фильтрационными свойствами, что подтвердилось результатами испытания, исследования и работы скважин. В связи с получением притоков воды (перфорация интервалов проводилась в непосредственной близости от ВНК и выше) обе скважины введены под нагнетание без отработки на нефть. Скважина 111 ввелась в ноябре 1982 года с приемистостью 150 м<sup>3</sup>/сут, скв.112 в апреле 1983 года с приемистостью 50 м<sup>3</sup>/сут (при средней проектной приемистости 500 м<sup>3</sup>/сут). Проведенная перфорация водонасыщенной части пласта с последующей виброкислотной обработкой в скв.111 и неоднократные СКО положительных результатов не дали. С августа 1983 года обе скважины переведены в бездействие из-за отсутствия приемистости.

Скважины 115 и 110 введены в отработку на нефть в феврале и марте 1983 года с дебитами по нефти 78 и 112 т/сут, соответственно. В связи с невыполнением норм по закачке воды, для обеспечения запланированных объемов закачки и повышения пластового давления в зонах отбора, было

принято решение скв.110 и 115 перевести под нагнетание воды. В июне и августе 1983 года скважины переведены под нагнетание с начальной приемистостью 700 и 936 м<sup>3</sup>/сут. В течение последующих месяцев приемистость скважин составила 150 и 500 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Для увеличения охвата пластов выработкой в добывающих скв. 47, 101, 102 и 103 в 1982-1983 гг. произведен дострел вышележащих интервалов продуктивного пласта и замена насосов на более производительные. Это позволило увеличить дебиты по нефти в несколько раз.

Несмотря на 100% текущую компенсацию отбора закачкой, пластовое давление в залежи за 1983 год снизилось на 1,2 МПа и составило 28,8 МПа. Однако, проведенные мероприятия по увеличению приемистости (СКО и перевод скв.53 и 108 на закачку сточных вод удельного веса более 1,16 г/см<sup>3</sup>), а также регулирование отборов жидкости по отдельным добывающим скважинам (снижение отборов по скв.38, 44, 45, 100 и увеличение по скв.47, 101, 102, 103, 109), позволили стабилизировать пластовое давление в течении I полугодия 1983 года на уровне 30,1 МПа.

Задача, ставившаяся на 1984 год - обеспечить закачку воды в залежь не менее 860 усл. ед. не была выполнена. Закачка воды в залежь осуществлялась через 4 нагнетательные скважины (53, 108, 110 и 115), что в два раза меньше чем предусматривалось.

После проведения СКО в январе-феврале 1984 года во всех нагнетательных скважинах, отмечалось непродолжительное увеличение приемистости. В течение последующих месяцев, несмотря на высокое давление закачки (17-19 МПа), приемистость снова снижалась.

Для увеличения приемистости и обеспечения запланированных объемов закачки воды объединением «Белоруснефть» в 1984 году изменено местоположение нагнетательной скв.104, а в скв.110 проведена реперфорация интервалов 3795-3815м, 3835-3848м, 3880-3895м, однако эффект получен

незначительный (приемистость увеличилась на 100 м<sup>3</sup>/сут).

В 1984 году в залежь закачано 524,4 усл. ед. воды, что на 53% ниже проектной величины. Текущая и накопленная компенсации отбора закачкой составили 77% и 51% при проектных 166% и 86%, соответственно.

Несмотря на незначительную накопленную и текущую компенсации отбора закачкой, в добывающих скважинах первого ряда, обеспечивающих 20% годового отбора, наблюдалось повышение пластового давления, тогда как в зоне скважин второго и третьего эксплуатационных рядов пластовое давление снизилось по сравнению с 1983г. на 1,4 МПа и составило 26 МПа.

Проведенный в 1983-1984 гг. комплекс геолого-технических мероприятий по действующему добывающему фонду, а также ввод новых высокодебитных скважин позволили в этот период удерживать добычу нефти на проектном уровне. Основную добычу нефти (60%) обеспечивали скв.100, 101, 102 и 103, расположенные во втором и третьем эксплуатационных рядах.

Вода в продукции Южно-Сосновского месторождения появилась в январе 1983 года в скв.48, расположенной в первом добывающем ряду. При суточном отборе жидкости 100 т/сут обводненность составляла 5%. Несмотря на снижение отбора жидкости до 36 т/сут, обводненность продукции возросла на 15%. После прекращения фонтанирования в июне 1983 года скважина переведена на ЭЦН. К концу года обводненность возросла до 40%. Проанализировав удельный вес и химический состав добываемой воды ( $\gamma_{\text{в}}=1,13$  г/см<sup>3</sup>), выяснилось, что скважина обводнилась водой, закачиваемой в соседнюю нагнетательную скв.108.

В 1984 году вода появилась и в других скважинах первого добывающего ряда (скв. 117, 119), что привело к росту обводненности добываемой продукции в целом по залежи до 8,4%.

После проведения работ по трассированию фильтрационных потоков индикаторами в мае месяце 1985 года выяснилось, что закачиваемая вода в

скв.108 и 110 продвигается в залежь и оказывает влияние на работу добывающих скв.117, 119 и 121. Поэтому замеренное начальное пластовое давление в этих скважинах оказалось гораздо выше принятого среднего давления в залежи.

Для охвата продуктивных пластов заводнением, выработкой и для увеличения объема закачки воды, в конце 1985 года были переведены под нагнетание контрольная скв.118 и добывающие скв.119 и скв.121. Обводнившаяся до 94% скв.119 за период эксплуатации добыла 7,8 усл. ед. нефти, безводная добыча нефти из скв.121 составила 5,8 усл. ед.

Для увеличения охвата залежи выработкой в скв.114 произведен дострел вышележащих интервалов продуктивного пласта.

К концу 1985 года были введены в эксплуатацию еще 6 проектных скважин (125, 128, 134, 104, 129 и 124).

Проведенные мероприятия по увеличению закачки в 1984-1985 г.г. (перестрел и приобщение дополнительных интервалов, СКО в скв.110 и 53) положительного эффекта не дали: скв.110 - приемистость осталась на уровне 1984 г. (в среднем 171 м<sup>3</sup>/сут), в скв.53 составила лишь 105 м<sup>3</sup>/сут, что в два раза меньше, чем в предыдущие годы. Поэтому, несмотря на соответствие проектного и фактического действующего фонда нагнетательных скважин, объем закачанной воды составил лишь 483,7 усл. ед. вместо 700 усл. ед., предусмотренных проектом.

Низкая текущая (65%) и накопленная (54%) компенсации отбора закачкой обусловили снижение пластового давления в залежи на 2,9 МПа по сравнению с 1984 годом.

Из-за низкого пластового давления (по состоянию на 01.01.1986 г.- 25,4 МПа) по ряду скважин при максимальной глубине спуска насосного оборудования отмечалась его неустойчивая работа. С целью создания условий, обеспечивающих работу насосного оборудования и рост пластового давления, с

февраля 1986 г. был ограничен месячный отбор нефти из залежи до 27-30 усл. ед. Для проведения надежного и систематического контроля состояния пластового давления в зоне отбора скв.114 и 125 переведены в контрольный фонд.

В течение 1986 года скв.38, 109, 117 и 48 первого добывающего ряда обводнились до 87-99%, скв.109 из-за полного обводнения переведена в контрольный фонд, в продукции скважин второго добывающего ряда (скв.102, 127, 128, 129 и 123) появилась вода от 3 до 20%.

В связи с ограничением отборов жидкости из обводненных скважин первого добывающего ряда, в целом по залежи обводненность добываемой продукции сохранилась на уровне 1985 года и составила 5,3%.

Для охвата залежи заводнением, а также увеличения объема закачки воды в залежь, в течение 1986 года были переведены под закачку добывающие скв.47, 113, 121 и нагнетательная скв.120.

Создавшееся соотношение отбора жидкости и закачки (текущая и накопленная компенсация - 148 и 67%, соответственно) позволило стабилизировать пластовое давление в залежи, а по ряду скважин (100, 103, 123, 128 и др.) повысить его по сравнению с 1985 годом. В целом по залежи пластовое давление по состоянию на 01.01.1987г. повысилось на 2,8 МПа и составило соответственно 28,2 МПа.

Практически полное обводнение скважин первого добывающего ряда, дальнейший рост обводненности в скважинах второго ряда и последующие увеличение отборов жидкости по некоторым скважинам, при незначительном приросте по нефти привело к увеличению обводненности до 28,8 % в целом по залежи (на 01.01.1989 г.).

После роста пластового давления по залежи до 30,3 МПа (по состоянию на 01.01.1988 г.), в связи с увеличением отборов жидкости при сохранившемся объеме закачки, давление в залежи стало снижаться и на 01.01.1989 г. составило

28,5 МПа.

Отборы нефти в течение 1987-1988 гг. удерживались на уровне 420 усл. ед. (при проекте - 490 усл. ед).

В 1989 году в ряде обводненных добывающих скважин проведены работы по ограничению водопритока (глиноизоляция в скв.116, 130, 141, 102; перевод на вышележащие интервалы - скв.44 и 48), не давшие значительного эффекта.

Отключение обводнившихся скважин (в 1988-1989 гг. переведены в контрольный фонд скв.48, 114, 116, 130, 141 и 131) с последующим проведением по ним мероприятий по ограничению водопритока, а также ограничение отборов жидкости по скв.103, 124, 126 и 140, дающих обводненную продукцию, позволили снизить темп роста обводненности. Обводненность добываемой продукции на 01.01.1990 г. составила 25,7%.

С 1989 года вновь введена в эксплуатацию скв.125, находившаяся с марта 1986 года в контрольном фонде, с целью наблюдения за состоянием пластового давления в зоне отбора. За период остановки скв.125 (при сохранении отбора из окружающих скважин) наметился рост и стабилизация пластового давления, что свидетельствует о влиянии закачки воды, начавшейся с ноября 1985 по март 1986 года в нагнетательные скв.118, 119, 121 и 47.

Несмотря на проведение мероприятий по ограничению водопритока и ввода новых добывающих скважин (скв.134 и 142), удержать добычу нефти на уровне 1987-1988 гг. не удалось. В 1989 году добыто 346,5 усл. ед нефти. Скважины, расположенные в сводовой и восточной частях залежи (скв.45, 100, 101, 123, 125, 132, 137 и др.), в 1989 году, как и в 1988 году, давали безводную продукцию, обеспечивая 75% добычи нефти из залежи.

Существенное соотношение отборов жидкости и закачки воды (текущая и накопленная компенсация 125,4 и 84,4% соответственно) позволили повысить пластовое давление в залежи до 30 МПа (01.01.1990 г.).

С целью определения характера гидродинамической связи по пласту

между западной зоной нагнетания (скв.115, 104, 109 и 120), южной (скв.113 и 108) и обводненными добывающими скважинами, а также определения направления и скорости фильтрационных потоков, на исследуемых участках залежи, в 1988-1989 гг. на Южно-Сосновском месторождении проводились работы по трассированию фильтрационных потоков индикаторами.

По итогам выполненных исследований и установленной фильтрационной связи между нагнетательными и добывающими скважинами в конце 1989 года и I полугодия 1990 года ограничена закачка воды в скв.115, 113, 109 и 104, что положительно сказалось на процессе обводнения скважин и залежи в целом. При сохранившихся отборах жидкости в I полугодии 1990 г., в скв. 126, 129, 140 обводненность добываемой продукции снизилась более чем на 6%. В скв. 38, 103, 124, 128, 44, 141, 116 и 130 обводненность сохранилась на уровне 1989г. В целом по залежи обводненность добываемой продукции на 01.07.1990 года составила 29,7%. Объем закачанной воды в I полугодии 1990 года сохранился на уровне 1989 года. При сохранении отбора жидкости существующим фондом добывающих скважин достигнутый баланс отбора и закачки обеспечил стабилизацию пластового давления в залежи на уровне 30 МПа.

Месторождение вступило в третью стадию разработки. В целом разработка залежи проходила при достаточно высоких годовых отборах нефти и жидкости. Максимальный темп отбора нефти был достигнут в 1985 году, на тот же период приходится минимальное давление в залежи - 25,4 МПа. Максимальный уровень закачки 855,3 усл. ед приходится на 1988 год.

Годовые отборы жидкости с 1992 года были ограничены до 300-400 усл. ед, что позволило сдерживать темп роста обводненности продукции. Так, если в 1991 году среднегодовая обводненность составляла 33,8%, то уже к концу 1994 года обводненность снизилась до 17,3%.

Сдерживающие темпы отбора жидкости при постоянной годовой закачке воды 700-800 усл. ед, позволили не только стабилизировать пластовое давление

в залежи, но повысить его до 31 МПа в 1994 году.

В 1995 году среднее пластовое давление в залежи снизилось на 0,8 МПа из-за уменьшения годового объема закачки, связанное с выводом в бездействие по техническим причинам нагнетательной скв.115.

В начале 1995 года впервые на залежи накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды в пластовых условиях достигла 100%.

С этого периода на месторождении происходит увеличение годовых отборов жидкости и, как следствие, резкий рост обводненности продукции.

В период с 1994 по 1996 год более чем на 10 скважинах, расположенных во втором и третьем стягивающих рядах, проведены водоизоляционные работы. Это позволило сдерживать общий рост обводненности продукции в целом по месторождению. К концу 1997 года средняя обводненность по залежи составила почти 39%.

За период с 01.01.1992 г. по 01.01.1997 г. (первые пять лет третьей стадии разработки) из залежи отобрано 1365,6 усл. ед нефти и 1730 усл. ед жидкости, при проектных показателях 1351 и 3238 усл. ед, соответственно. Обводненность продукции скважин выросла с 23% до 39%. Что касается пластового давления, то после достижения 100% накопленной компенсации отбора жидкости закачкой в залежи наметилась тенденция к росту давления, и за этот пятилетний период рост пластового давления составил 2 МПа.

Согласно проекту разработки, на месторождении, начиная с 1997 года, должна была начаться реализация третьего варианта разработки, по которому в период с 1997 г. по 2003 г. намечалось бурение и ввод 13 новых добывающих скважин в зоне 3"А".

Однако к реализации третьего варианта не приступили, так как к этому времени изменилось представление об этой зоне и о месте локализации невыработанных запасов. По предположению, запасы нефти из этой зоны в процессе вытеснения были замещены закачиваемой водой. Это обосновывалось

проведением ряда изоляционных работ, по переводу скважин на вышележащие интервалы. В этот период было проведено более 20 видов таких работ, практически по всему фонду добывающих скважин.

Таким образом, с 1997 года разработка месторождения велась согласно второму варианту, предусмотренному проектом разработки.

По состоянию на 01.01.1997 года закачка воды в залежь осуществлялась через 11 приконтурных скважин. Средняя приемистость скважин изменялась от 50 м<sup>3</sup>/сут (скв.110) до 600 м<sup>3</sup>/сут (скв.117). Вскрытая нефтенасыщенная мощность в данных скважинах нередко превышала 100 метров и была полностью перфорирована, хотя к основным принимающим интервалам (по термометрии) относились наиболее проницаемые средняя и верхняя части разреза.

Таким образом, основная проблема на Южно-Сосновском месторождении - закачка воды в средние и верхние нефтенасыщенные части разреза, что способствует быстрому продвижению воды в залежь и как следствие, резкое обводнение добывающих скважин. Об этом свидетельствуют постоянно проводимые на залежи водоизоляционные работы по добывающему фонду с разной степенью успешности. Еще одним отрицательным фактором, способствующим обводнению скважин и получению отрицательного эффекта от водоизоляционных работ, является заколонная сообщаемость. Из-за отсутствия в некоторых скважинах цемента за колонной, вода по заколонному пространству после изоляции IV и V пачек поступает в верхние интервалы, что сводит к минимуму получение положительного результата от изоляционных работ.

В 1998 году, несмотря на проведенные водоизоляционные работы, снизить темп роста обводненности не удалось. Средняя обводненность по залежи к концу года составила 47%, это, в свою очередь, сказывалось и на годовых отборах нефти, которые постоянно снижались. Так, если в 1992 году

добыча нефти составляла 319 усл. ед, то в 1998 году - 189 усл. ед.

В связи с тем, что накопленный объем закачанной воды в пластовых условиях по отношению к накопленной добычи жидкости постоянно увеличивался, то это не могло не отразиться на поведении пластового давления, которое продолжало повышаться. К концу 1998 года средневзвешенное пластовое давление в залежи достигло практически 34 МПа, обеспечивая тем самым, стабильную работу насосного оборудования.

В 1999 году отбор нефти впервые не достиг проектного (168 усл. ед) и составил 161,6 усл. ед. Снижение добычи нефти вызвано продолжающимся ростом обводненности, которая к этому времени составила 53% и выбытием из фонда трех добывающих скважин (100s2,136, 123).

В 1999-2000 гг. проводились ГТМ, связанные как с изоляционными работами, так и с проведением работ по оптимизации и интенсификации притока. Вследствие чего удалось сдержать темп роста обводненности продукции в целом по залежи и темп падения годовых отборов нефти, а в 2001 году даже повысить добычу нефти до 172 усл. ед.

Соотношение отборов жидкости и закачки воды в 2001 году (текущая и накопленная компенсация 121% и 108%, соответственно) позволили повысить пластовое давление в залежи до 34,9 МПа. Это максимальное средневзвешенное значение пластового давления за весь период восстановления его закачкой.

В 2002 году удержать давление в залежи на этом же уровне не удалось. Из-за меньшего объема закачки давление в залежи снизилось на 1,7 МПа, в то время как обводненность продукции скважин продолжала расти, и к концу этого года составила 59%.

В 2003-2004 гг. на месторождении для восстановления фонда скважин было пробурено 8 вторых стволов. Бурение вторых стволов позволяет сдерживать темпы падения годовой добычи нефти. По состоянию на 01.12.2004 года накопленная добыча по данным скважинам составила 29,6 усл. ед.

В целом, проводя сравнение проектных и фактических показателей разработки Южно-Сосновского месторождения за последние пять лет, можно отметить, что при меньших годовых отборах жидкости, отборы нефти превышают проектные показатели за счет меньшей обводненности добываемой продукции скважин. Это связано с постоянным проведением на залежи работ по ограничению водопритока. Так в 2003 году добыча нефти составила 153,4 усл. ед. и обводненность продукции 61%, при проектных показателях 108 усл. ед. и 84,6%, соответственно.

Текущее состояние разработки межсолевой залежи показало, что отобрать остаточные извлекаемые запасы существующим фондом скважин невозможно, поскольку данная система размещения добывающих и нагнетательных скважин, отборов жидкости и закачки воды не обеспечивает равномерной выработки запасов.

За 12 месяцев 2004 года средняя обводненность добываемой продукции, по сравнению с началом года, выросла на 5% и составила 66,2%.

Рост обводненности продукции вызван как естественным планомерным обводнением скважин, так и большим объемом закачиваемой воды. Текущая и накопленная компенсации по состоянию на 01.01.2005г. составили 106% и 107,7%, соответственно.

Разделив условно месторождение на западную и восточную часть, можно заметить, что западный участок сильно промыт, из-за закачки воды в среднюю и верхнюю части разреза, следствием чего является высокая обводненность продукции скважин. Учитывая влияние закачки воды на процесс обводнения, начиная с 2000 года, доля закачиваемой воды, от всей годовой закачки, на западном участке залежи снижена с 75% (2000 год) до 62% в 2004 году. Средняя обводненность продукции скважин на западном участке составляет 76%. Скважины восточного участка залежи, расположенные во втором и третьем стягивающем рядах (скв.45, 101, 134, 142, 146 и 148) обеспечивают основную

добычу нефти месторождения (70% годового отбора). Средняя обводненность продукции скважин по восточной части залежи составляет 59%.

Процентное соотношение объемов закачиваемой воды и добычи жидкости на западном и восточном участках залежи увязывается с поведением пластового давления, которое на восточном участке на 01.07.04 г. составляло 27,5 МПа, что на 3,5 МПа меньше среднего пластового давления западного участка.

По состоянию на 01.01.2005 года месторождение находится на третьей стадии разработки. Залежь разрабатывается 29 добывающими скважинами, из которых 13 скважин восстановлены вторыми стволами. Закачка воды осуществляется в 14 нагнетательных скважин. Практически все скважины дают обводненную продукцию (за исключением скв.134 и 137). Отключение высокообводненных скважин, ограничение отбора жидкости и закачки воды, а также проведение целого ряда ГТМ позволяют замедлить темп роста обводнения.

Текущая среднегодовая обводненность добываемой продукции составляет 82,7%, накопленная добыча нефти на 01.01.2005г. - 8108,3 усл. ед, ВНФ в поверхностных условиях - 0,381.

Анализ разработки залежи показывает, что реализуемая система поддержания пластового давления не достаточно эффективна и не может обеспечить оптимальные условия выработки запасов. Система ППД на залежи требует своей модернизации (изменения направления фильтрационных потоков, циклическая закачка и др.). Для выработки остаточных запасов необходимо увеличение охвата пласта вытеснением, снижение обводненности продукции, восстановление фонда скважин II стволами.

### 3.2 ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЗАЛЕЖИ

Первая попытка организации системы поддержания пластового давления

(ППД) на Южно-Сосновском месторождении была предпринята в апреле 1981 года. Закачку воды пытались организовать в скважину 107, но из-за низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора эта попытка оказалось неудачной, в результате чего после неоднократно проводимых солянокислотных обработок скважина была ликвидирована. Поэтому, началом закачки следует считать ноябрь 1981 года, когда из добывающего фонда в нагнетательный была переведена приконтурная скважина 53 и освоена нагнетательная скважина 108, находившаяся в отработке на нефть, с начальной приемистостью 446 и 1115 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Результаты разработки залежи позволяют оценить ее добывные возможности на режиме истощения. Добывные возможности залежи с числящимися начальными балансовыми запасами 19405 усл. ед. при снижении пластового давления с 55,2 до 31,9 МПа могли бы составить 650 усл. ед. или 1023 усл. ед. в пластовых условиях. К этому времени фактический некомпенсированный объем отобранной из залежи жидкости в пластовых условиях составил 1180,8 усл. ед. Таким образом, к началу закачки в залежь либо внедрилось из водоносной части резервуара 157,8 усл. ед. воды, что эквивалентно отбору 100 усл. ед. нефти, либо числящиеся на балансе геологические запасы нефти отличаются от действительных более чем на 15%.

Что касается активности влияния водоносной части резервуара на процесс разработки месторождения, то в опровержение этому можно привести несколько аргументов. Во-первых, с юга и востока нефтяная залежь ограничена тектоническими нарушениями (сбросами), имеющими амплитуды от 40 до 250 м, а с севера - границей отсутствия межсолевых отложений, поэтому влияние законтурной области на процесс разработки отсутствует. Во-вторых, до начала организации системы ППД, характер зависимости пластового давления от накопленной добычи нефти имел прямолинейный характер. Это указывает на то, что залежь разрабатывалась на упругом режиме и на отсутствие влияния

законтурной области на разработку. Кроме того, сколько-нибудь активного проявления водонапорного режима при разработке залежей нефти Припятской впадины не отмечено, тем более залежей межсолевых отложений.

Следовательно, вызванное превышение фактических величин удельных отборов нефти над расчетными (отчисляющихся запасов) связано с наличием в залежи большего количества балансовых запасов нефти.

По состоянию на 01.04.1981 года в эксплуатации находилось 8 добывающих скважин, работающих фонтанным способом и разместившихся по всей площади залежи. Анализ поведения пластового давления по данным скважинам свидетельствует о наличии хорошей гидродинамической связи по всей площади залежи. Среднее пластовое давление на рассматриваемую дату составило 34,8 МПа.

Согласно официальной геолого-промысловой информации по состоянию на 01.04.1981 года из залежи отобрано 635 усл. ед. безводной нефти и в соответствии с балансом «отбор-закачка» некомпенсированный закачкой отбор продукции из залежи оценивается в 999,1 усл. ед. в пластовых условиях.

Кроме того, хотелось бы обратить внимание на показатели разработки, где по состоянию на начало 1995 года отмечается достижение полной (100%) компенсации объемов отобранной из залежи жидкости объемами закачанной в нее воды, а по состоянию на 01.01.2005 года фиксируется превышение «закачки» над «отборами» на 1003,83 усл. ед. Однако после выхода на 100% компенсацию, среднее пластовое давление в залежи не превышало 35 МПа, что на 20 МПа ниже начального, хотя логично следовало бы ожидать не только полного восстановления до начального пластового давления в залежи, но и превышение его над начальным.

На 01.01.2015 накопленная компенсация составила 108%, пластовое давление по залежи - 27,7 МПа.

Таким образом, можно предположить, что часть закачиваемой воды

уходит за пределы залежи и не оказывает влияния на разработку, либо имеет место погрешность в учете закачиваемых вод.

### 3.3 АНАЛИЗ ОБВОДНЕННОСТИ ЗАЛЕЖИ

Снижение текущей компенсации способствовало сдерживанию темпов роста обводненности в целом по залежи. Кроме того, ввод новой скважины 163, обводненность которой (20-60 %) значительно ниже, чем по большинству скважин, способствовало снижению обводненности в целом по залежи. Так, среднегодовая обводненность 2014 г. составила 82,7 % (за 2011 г. - 80,7 %, за 2012 г. - 82,2 %, за 2013 г. - 82 %). Учитывая то, что месторождение находится на IV стадии, а на начальном этапе его разработки преждевременный рост обводненности был спровоцирован форсированными отборами, такая динамика обводненности является очень хорошей.

Для наглядного представления о поведении обводненности в залежи был построен график обводненности по переходящему фонду скважин, т.е. по всем скважинам за вычетом новых скважин и ГТМ.

Из рисунка 3.1 видно, что с 2011 г. обводненность вышла на новый, более высокий, уровень, что связано с отменой коэффициента усадки воды при переводе из пластовых условий в поверхностные. Таким образом, численно воды стало больше. Если же проследить последующую тенденцию роста обводненности по переходящему фонду скважин, то видно, что в 2013-2014 гг. (благодаря снижению компенсации), темп роста обводненности удалось замедлить (среднегодовые линии стали более пологими).



Рисунок 3.1 - Обводненность по переходящему фонду скважин за последние 5 лет

Однако, несмотря на это, в 2014 г. устойчивое обводнение (5-13%, уд.вес 1,12-1,17 г/см<sup>3</sup>) наметилось в ранее безводной скважине 134. В скважине в течение года, технологические обработки затруба не проводились (только пропарка нефтелинии). Исключение составляют ноябрь-декабрь, в которые в затруб было закачано АДП суммарным объемом 40 м<sup>3</sup>. В силу низкого содержания воды в продукции, для хим.анализа пробы не отбирались. Учитывая плотность попутно добываемой воды, а также то, что водой скважина не обрабатывается, водонасыщенные коллектора скважиной в межсолевых отложениях не вскрыты, а вода для ППД имеет плотность 1,17 г/см<sup>3</sup>, вероятно, скважина начала обводняться закачиваемой водой, как и большинство скважин на залежи. Пониженные плотности воды (1,12-1,14 г/см<sup>3</sup>) могут быть примесями какой-либо технологической воды, о которой данные в базе OraView отсутствуют. С целью выяснения природы воды, необходимо произвести отбор

проб для определения ее хим.состава.

В скважине 134 проперфорированы петриковские и елецкие отложения. Данная скважина из группы А, и за счет нее сдерживался рост обводненности в целом по залежи на 3-5 %. Обводнение данной скважины можно контролировать уменьшением времени отбора. Кроме скважины 134 в настоящее время сдерживанию темпов роста обводненности в целом по залежи способствует безводная высокодебитная скважина 144s2 (дебит нефти 21-25 т/сут).

Оценивая обводненность залежи в плане, можно отметить, что скважины с невысокой обводненностью (до 50 %) расположены в своде от центра залежи в основном в восточном направлении (скв.134, 151, 144s2, 163). В западной части залежи находится лишь одна практически безводная скважина (скв.140s2).

Более 60 % скважин фонда эксплуатируются с обводненностью выше 80 %.

Что касается динамики обводненности по отдельно взятым добывающим скважинам, то произошло ее снижение в целом по году (на 1,5-6 %) по скважинам: 103s2, 126, 132, 141s3, 145, 153, 149s2. По скважинам 128s2, 129s2, 137, 146, 156, 151, 144s2, 131s2, 140s2 - обводненность не изменилась; продукция скважин 151, 140s2 и 144s2 - по-прежнему безводная. Это обусловлено уменьшением текущей компенсации в целом по залежи. В скважине 152 снижение обводненности составило 22 %, и связано с ГТМ по изоляции заколонного перетока.

Увеличилась обводненность на 2-11 % по скважинам 101, 123s2, 127, 130s3, 134, 135s3, 142, 148, 44, 45s2, 125s2. Данные скважины сконцентрированы в основном в сводовой восточной части залежи, где располагаются (как было указано выше) “малообводненные” скважины. Увеличению обводненности по данным скважинам способствовало увеличение объемов нагнетания в центральной части залежи в 2014 г. почти на 15 усл. ед.

(см. таблицу 1.12.1., скв.108, 110, 121). Таким образом, можно заключить следующее. Поскольку по результатам трассирования 2005, 2009 гг. было установлено, что вода, закачиваемая в нагнетательные скважины западной части залежи, движется в восточном направлении, а от восточных нагнетательных скважин - в западном (а объемы закачки в скважины восточные в 2,3 раза ниже, чем в скважины западные), то в восточной части залежи скважины менее обводнены из-за меньшей степени промытости каналов фильтрации. Однако, в настоящее время, скважины в восточной части залежи начинают обводняться более быстрыми темпами, т.к. там сосредоточены основные отборы и последние 2 года увеличивается объем нагнетания в центральной части залежи.

Распределение скважин по динамике обводненности на основе карты обводненности (по состоянию на 01.07.2014 г.) представлено на рисунке 3.2.

Самый быстрый темп обводнения в 2014 г. составил 11 % у скважины 135s3. По этой причине, при сохранившемся годовом отборе жидкости (18 усл. ед.), потери по нефти за год составили 1 усл. ед. По хим.составу вода близка к закачиваемой для ППД воде, обогащенная NaCl. Это свидетельствует об интенсивном промывании каналов фильтрации в направлении к данной скважине. Анализируя нагнетательный фонд, вероятнее всего в направлении скважины 135s3 потоки идут от высокоприёмистых скважин 117, 113, а также от скважин 108, 110 и 114.



Рисунок 3.2 - Распределение скважин по динамике обводненности в 2014 году

Рассматривая скважины с позиции изменения обводненности, хотелось бы отдельно отметить скважину 148. По данным МЭР, при дебите жидкости 68-72 т/сут, обводненность в 2014 г. изменялась в пределах 82,3-87,7 %, за сентябрь составила 87,3 %. Согласно замерам УЗМТ от сентября 2014 г., при дебите жидкости 65-76 т/сут, обводненность изменялась в пределах 32-95 % и в среднем составила 54 %. Таким образом, расхождение между МЭР и УЗМТ по обводненности составляют более 30%, при схожих дебитах жидкости. Данный вопрос поднимался на совещании по рассмотрению режима работы скважин на декабрь 2014 г. Согласно п.5 режимного протокола от 24.11.14 г. обводненность продукции следовало уточнить с помощью БУУМЖ в декабре. Данные работы проведены не были. По сему, вызывает сомнение закрытие МЭР по

обводненности в данной скважине. Различие по обводненности в 30 % при дебите жидкости в среднем 70 т/сут, приводит в погрешности в учете нефти примерно в 20 т/сут (это практически в 2 раза больше текущего дебита нефти скважины). Учитывая, что скважина 148 находится в постоянной эксплуатации, то в пересчете на месяц погрешность составляет 600 т; в пересчете на год - 7200 т.

Кроме вышеупомянутой скважины 135s3, снижение добычи нефти в 2014 г. на 500-1800 тонн произошло по скважинам: 44, 125s2, 130s3, 134, 45s2 в связи с ростом обводненности по описанным выше причинам. Также уменьшение годовой добычи нефти на 1000 т произошло по скв.151 и связано со снижением дебита жидкости. Данная скважина переведена в КПЭС с 2012 г., после чего через несколько месяцев произошло снижение ее уровня до 2000-2200 м. При этом пластовое давление к 2015 г. выросло с 25,7 до 32,9 МПа. Это свидетельствует о том, что уменьшение добычи нефти может быть вызвано потерей продуктивности, для восстановления которой и рекомендуется выполнить интенсификацию с последующим переводом скважины на НВ-32.

В скважине 156, несмотря на замену насоса в декабре 2013 г., который был спущен на б/у НКТ, к маю дебит нефти снизился с 3,5 до 1,7 т/сут (с 108 до 20 т по месяцу). Учитывая рост Ндин с 1500 до 1100 м за тот же период, в мае стали производить замену насоса. Произошла авария с ЭЦН. После извлечения аварийного ЭЦН, выполнили ИННК, и рассматривался вопрос о возможности перехода на в/л интервал в данной скважине. Однако после СКВ принято решение об увеличении отборов из текущего интервала перфорации. Спустили высокопроизводительный насос Э-125, доуглубив его на 300 м по сравнению с предыдущим спуском Э-50. Дебит нефти увеличился до 7-8 т/сут, при отборах жидкости 120 т/сут. Добыча нефти была восстановлена, а в сравнении с прошлым годом - увеличилась.

Несмотря на то, что отборы жидкости в 2014 г. остались на прежнем

уровне (455 усл. ед.), падение добычи нефти в сравнении с 2013 годом, составило 3,55 усл. ед. или 4,3 % и обусловлено увеличением обводненности залежи на 0,8 %.

## ГЛАВА 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ЮЖНО-СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Расчет экономической эффективности разработки месторождений нефти на территории Республики Беларусь производится в соответствии с требованиями Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений ТКП 077-2007(09100).

Исходная информация для расчетов формируется из двух блоков: информация о параметрах внешней среды и информация о параметрах разработки конкретного месторождения.

Внешними параметрами в настоящем расчете считаются:

- Курс белорусского рубля к доллару США в год начала расчетов (2014 год -10350 рублей за доллар) прогноз его динамики в течение всего расчетного периода по годам.
- Инфляция по доллару в начальный период и прогноз инфляции на весь период оценки (2,5%).
- Цена на нефть марки Urals и прогноз ее динамики. Экспортная цена белорусской нефти - 70 долларов за баррель, с последующим постепенным ростом в 1% в год.
- Цены нефтепродуктов для реализации на экспорт и на внутреннем рынке РБ.
- Налоги и платежи в соответствии с национальным законодательством.
- Стоимость процессинга в период начала оценки и прогноз ее динамики для каждого периода расчета эффективности разработки

месторождения.

- Среднегодовые индексы цен в капитальном строительстве, индекс потребительских цен, индекс цен в промышленности, индекс тарифов на транспорт, динамика тарифов на электроэнергию, рост заработной платы.

Кроме того, к факторам внешней среды следует отнести ставку дисконтирования, которая рассчитывается исходя из процентной ставки платы за кредит Национального банка Республики Беларусь (20 % по состоянию на 13.08.2014г.).

Технологические параметры разработки месторождения, составляющие второй информационный блок (внутренние показатели разработки и эксплуатации месторождения) рассчитываются исходя из физических и геологических особенностей месторождения, фонда функционирующих скважин, а также планов строительства новых скважин. Основные внутренние параметры, используемые в расчетах эффективности:

- Объем бурения, по годам.
- Ввод новых скважин в эксплуатацию, по годам.
- Динамика изменения фонда скважин (добывающие, нагнетательные), по годам.
- Объем добычи жидкости - для добывающих скважин, по годам.
- Объем добычи нефти - для добывающих скважин, по годам.
- Объем закачки жидкости поддержания пластового давления (ППД) - для нагнетательных скважин, по годам.
- Ремонты скважин, планируемые к проведению в расчетных периодах по годам.

### **Расчет эффективности разработки залежей углеводородов Южно-Сосновского месторождения**

Объектом разработки является: петриковско-задонская залежь Южно-Сосновского месторождения.

Целью расчетов является: оценка эффективности предложенных вариантов разработки.

Петриковско-задонская залежь (вариант 1)

Чистый дисконтированный денежный доход (NPV) по варианту разработки, исходя из процентной ставки платы за кредит 20 %, за планируемый базовый период эксплуатации объекта 15 лет (с 2016 по 2030 годы) в целом по варианту составит 371035.836 млн. руб. (35.85 млн. \$) (таблица 5.1)

Капитальные вложения по варианту не предусмотрены. Разработка залежи осуществляется действующим фондом добывающих и нагнетательных скважин. Чувствительность варианта разработки за базовый период оценки 2016-2030 гг. к изменению параметров внешней среды можно охарактеризовать как низкую, в пределах +/-20% коридора изменения (от базовых) значимых параметров проект устойчив, а чистый дисконтированный денежный доход в целом по проекту положителен. При понижении прогнозируемой цены нефти на 20% (до 56 \$usa/bbl) от заложенной базовой цены (70 \$usa/bbl), чистый дисконтированный доход проекта в базовом периоде оценки (2016-2030 гг) составляет 332305.482 млн. руб. (32.107 млн. \$).

С экономической точки зрения реализация рассматриваемого варианта проекта эффективна, проект экономически устойчив.

Таблица 5.1 - Южно-Сосновское месторождение петриковско-задонский горизонт 1 вариант. Основные технико-экономические показатели проекта

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение	
<b>Технологические показатели (за базовый период оценки 2016-2030 гг) - 15 лет</b>			
Накопленная добыча нефти	усл. ед.	1 026,139	
в т.ч. из новых скважин	усл. ед.	0,000	
Максимальная годовая добыча нефти	усл. ед.	107,407	
в т.ч. из новых скважин	усл. ед.	0,000	
Накопленная добыча нефтяного газа	усл. ед.	109796,821	
<b>Экономические показатели (за базовый период оценки 2016-2030 гг) - 15 лет</b>			
Прогноз динамики цены белорусской нефти (для реализации на экспорт)	\$USA/bbl	70,0	109,612
- средняя, за рассматриваемый период, цена	\$USA/bbl	89,806	
Прогноз динамики цены нефти марки Urals	\$USA/bbl	74,200	120,118
- средняя, за рассматриваемый период, цена	\$USA/bbl	97,159	
Операционные расходы (без налогов и амортизации)	млн.руб.	1 256,472	
<b>Условия налогообложения</b>			
Экспортная пошлина на нефть	\$USA/т	365,000	527,987
- среднее значение экспортной пошлины на нефть	\$USA/т	446,493	
Налог на добычу нефти	\$USA/т	9,000	11,200
- средняя, за период, величина налога на добычу нефти	\$USA/т	10,100	
Ставка НДС	%	20%	
<b>Экономические результаты по проекту (за базовый период оценки 2016-2030 гг) - 15 лет</b>			
Чистый доход (NV)	млн.руб.	905 913,139	
Чистый дисконтированный доход (NPV при ставке дисконта 23%)	млн.руб.	371 035,836	
Инвестиционные расходы (бурение новых скважин)	млн.руб.	-	
Срок окупаемости проекта без учета дисконтирования	лет	-	
Срок окупаемости проекта с учетом дисконтирования (23%)	лет	-	
<b>Затраты на капитальный ремонт скважин</b>			
ППД	млн.руб.	1 003,744	
Заказка хим. реагента	млн.руб.	-	
Переход на новый горизонт	млн.руб.	-	
Бурение дополнительного ствола	млн.руб.	-	

Петриковско-задонская залежь (вариант 2)

Чистый дисконтированный денежный доход (NPV) по варианту разработки, исходя из ставки дисконтирования 23 %, за планируемый базовый период эксплуатации объекта 15 лет (с 2016 по 2030 годы) в целом по варианту составит 389408.859 млн. руб. (37.624 млн. \$) (таблица 5.2)

Капитальные вложения предусмотрены бурением 8 добывающих и 2 нагнетательных скважин. Инвестиционные расходы на бурение составят 114071,256 млн. руб. (11.021 млн. \$). Чистый дисконтированный доход по новым скважинам при ставке дисконта в 20% составит 18985,744 млн. руб. (1.83

млн. \$), внутренняя норма доходности - 22%, а срок окупаемости инвестиций - 10 лет. Планируется проведение мероприятий по ПНП с легкофильтрующимся материалом. Чувствительность варианта разработки за базовый период оценки 2016-2030 гг. к изменению параметров внешней среды можно охарактеризовать как низкую, в пределах +/-20% коридора изменения (от базовых) значимых параметров проект устойчив, а чистый дисконтированный денежный доход в целом по проекту положителен. При понижении прогнозируемой цены нефти на 20% (до 56 \$usa/bbl) от заложенной базовой цены (70 \$usa/bbl), чистый дисконтированный доход проекта в базовом периоде оценки (2016-2030 гг) составляет 345605.763 млн. руб. (33.39 млн. \$)

С экономической точки зрения реализация рассматриваемого варианта проекта экономически эффективна, проект экономически устойчив.

Таблица 5.2 - Южно-Сосновское месторождение петриковско-задонский горизонт 2 вариант. Основные технико-экономические показатели проекта

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение	
<b>Технологические показатели (за базовый период оценки 2016-2030 гг) - 15 лет</b>			
Накопленная добыча нефти	усл. ед.	1 209,844	
в т.ч. из новых скважин	усл. ед.	280,898	
Максимальная годовая добыча нефти	усл. ед.	110,331	
в т.ч. из новых скважин	усл. ед.	31,916	
Накопленная добыча нефтяного газа	усл. ед.	149405,407	
в т.ч. из новых скважин	усл. ед.	30 056,072	
Ввод скважин из бурения	скв.	10	
- добывающих скважин	скв.	8	
- нагнетательных скважин	скв.	2	
<b>Экономические показатели (за базовый период оценки 2016-2030 гг) - 15 лет</b>			
Прогноз динамики цены белорусской нефти (для реализации на экспорт)	\$USA/bbl	70,0	109,612
-средняя, за рассматриваемый период, цена	\$USA/bbl	89,806	
Прогноз динамики цены нефти марки Urals	\$USA/bbl	74,200	120,118
-средняя, за рассматриваемый период, цена	\$USA/bbl	97,159	
Операционные расходы (без налогов и амортизации)	млн.руб.	2 044,601	
<b>Условия налогообложения</b>			
Экспортная пошлина на нефть	\$USA/т	365,000	527,987
-среднее значение экспортной пошлины на нефть	\$USA/т	446,493	
Налог на добычу нефти	\$USA/т	9,000	11,200
-средняя, за период, величина налога на добычу нефти	\$USA/т	10,100	
Ставка НДС	%	20%	
<b>Затраты на капитальный ремонт скважин</b>			
ППД	млн.руб	1 108,766	
Закачка хим.реагента	млн.руб	562,814	
Переход на новый горизонт	млн.руб	-	
Бурение дополнительного ствола	млн.руб	-	
ГРП	млн.руб	-	
<b>Экономические результаты по проекту (за базовый период оценки 2016-2030 гг) - 15 лет</b>			
Чистый доход (NV)	млн.руб.	1 067 412,396	
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	389 408,859	
Инвестиционные расходы (бурение новых скважин)	млн.руб.	114 071,256	
Срок окупаемости проекта без учета дисконтирования	лет	-	
Срок окупаемости проекта с учетом дисконтирования	лет	-	
<b>в. т. ч. по новым скважинам (за базовый период оценки 2016-2030 гг) - 15 лет</b>			
Чистый доход (NV)	млн.руб.	183 172,011	
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	18 985,744	
Внутренняя норма доходности инвестиций (IRR)	%	22%	
Индекс доходности инвестиций (PI)	доли ед.	1,225	
Срок окупаемости инвестиций без учета дисконтирования	лет	7	
Срок окупаемости инвестиций с учетом дисконтирования	лет	10	

## ГЛАВА 5. ОХРАНА ТРУДА И ЭКОЛОГИЯ

### 5.1 ОРГАНИЗАЦИЯ ОХРАНЫ ТРУДА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

На основе государственной системы законодательных актов по охране труда, ее положений и с учетом особенностей той или отрасли народного хозяйства в каждой из них действует Единая отраслевая система управления охраной труда. Структура такой системы предусматривает единые требования к организации работ по охране труда в аппарате министерства, промышленных и производственных объединениях, на предприятиях и в организациях отрасли. Главные управления, управления и отделы министерства в пределах своих функций организуют внедрение новой техники и технологии, направленных на оздоровление условий труда, контролируют включение в проекты всех требований охраны труда и осуществляют руководство приемкой в эксплуатацию законченного строительства объектов, обеспечивают финансирование и контроль над расходованием средств, отпущенных на выполнение мероприятий по охране труда [9].

На предприятиях обязанность и персональная ответственность за создание безопасных и здоровых условий труда возлагаются на первого руководителя (начальника, директора), который подбирает управленческие кадры и распределяет их функции в области управления охраной труда.

Главный инженер совместно с главными специалистами (главным геологом, главным механиком, главным энергетиком) обеспечивает безопасные и здоровые условия труда при проведении технологических процессов и строгое соблюдение ГОСТов, правил, инструкций. Он организует внедрение последних достижений науки и техники, улучшает условия труда, организует кабинеты по

охране труда, участвует в расследовании несчастных случаев и аварий, намечает мероприятия по предупреждению и устранению их причин.

Помощник главного инженера - служба охраны труда (заместитель главного инженера по технике безопасности, начальник отдела охраны труда) контролирует выполнение требований охраны труда. Эта служба организует обучение и пропаганду по охране труда, контролирует своевременность проведения всех видов обучения во всех подразделениях предприятия, оказывает методическую помощь по разработке и внедрению Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), стандартов предприятия (СТП), инструкций по охране труда, участвует в расследовании аварий и несчастных случаев, ведет их учет и анализ, контролирует своевременность мероприятий по их предупреждению.

Непосредственную ответственность за безопасность при проведении работ и использовании оборудования, инструментов, защитных средств и за поведение рабочих на местах несет мастер. Он ежедневно проверяет состояние оборудования, механизмов, предохранительных и сигнализирующих устройств и при обнаружении неисправностей немедленно устраняет их. Мастер является руководителем работ повышенной опасности. В случаях отклонения процессов от нормальных режимов он немедленно ставит в известность начальника цеха (участка) и принимает необходимые меры по восстановлению режима. При несчастных случаях мастер организует оказание первой доврачебной помощи, немедленный вызов медицинской помощи, газоспасательной службы и пожарной охраны.

## 5.2 ВИДЫ ИНСТРУКТАЖЕЙ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ИХ ПЕРИОДИЧНОСТЬ

Для административно-технических работников (должностных лиц)

предусматривается вводный инструктаж при поступлении их на работу [10].

Данный инструктаж проводится в целях ознакомления указанных работников с производственной обстановкой, организацией работы по охране труда на данном предприятии, с обязанностями и ответственностью за состояние охраны труда, а также с руководящими материалами (правилами, нормами, приказами, постановлениями, директивными указаниями и т.п.) по вопросам охраны труда.

Периодически один раз в три года или чаще, если это предусмотрено специальными правилами, руководящие и административно-технические работники предприятий и организаций проходят проверку знаний по охране труда по профилю их служебных обязанностей. Вместе с тем эти же работники обязаны проходить и внеочередную проверку знаний в следующих случаях:

- при вводе в действие новых правил охраны труда или внесении в них дополнений или изменений;
- при внедрении новых видов оборудования и механизмов, вводе новых производств или технологических процессов в объеме новых требований для этих видов оборудования;
- при назначении впервые на работу в качестве лица технологического надзора или при переводе на другую должность, требующую дополнительных знаний по охране труда;
- в случаях неудовлетворительного состояния техники безопасности на объектах;
- по требованию вышестоящих организаций, органов государственного надзора, в случае обнаружения недостаточных знаний правил, норм, инструкций по охране труда.

Для рабочих предусмотрены следующие виды инструктажей:

- вводный (при поступлении на работу);
- целевое обучение по охране труда на специальных курсах или на

предприятию;

- инструктаж на рабочем месте;
- проверка знаний и допуск к самостоятельной работе;
- повторный инструктаж;
- разовый инструктаж при смене вахты (смены).

При вводном инструктаже поступающего на работу знакомят с правилами внутреннего трудового распорядка, специфическими особенностями данного производства, основными требованиями производственной санитарии, техники безопасности и противопожарной охраны на объекте.

Целевое обучение по охране труда обязаны пройти все рабочие в учебно-курсовом комбинате или индивидуальным методом у опытного квалифицированного рабочего.

После целевого обучения работника обязательно проводится инструктаж на рабочем месте с практическим показом безопасных приемов и методов труда.

После вводного инструктажа, целевого обучения и инструктажа на рабочем месте перед допуском работника к самостоятельной работе у него проверяет знания по охране труда комиссия.

Ежегодно рабочие и служащие проходят периодическую проверку знаний по охране труда.

Работники, занятые на работах с повышенной опасностью, перечень которых определяется руководителем предприятия, проходят повторный инструктаж один раз в 3 мес. Все остальные рабочие, независимо от квалификации и стажа работы, повторный инструктаж должны проходить не реже одного раза в 6 мес.

Если на рабочем месте произошли незначительные технологические изменения, не требующие повторного инструктажа, то при смене вахты работающие проходят разовый инструктаж. Специальный инструктаж проводится также перед получением задания на выполнение особо опасных

работ.

### 5.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА, ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ТРУДА

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводят на открытом воздухе, в любую погоду и в любое время суток. Ряд производственных процессов в нефтегазодобыче связан со значительными затратами физического труда, нервным напряжением. Вредное влияние на организм человека оказывают, прежде всего, природные и нефтяные газы, пары нефти и конденсата. При постоянном их вдыхании поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Во многих технологических процессах имеет место применение различного рода химических веществ, которые при попадании на кожу человека или в его организм влекут за собой тяжелые последствия. Поэтому для обеспечения безопасных условий труда в нефтегазодобыче и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда (санитарных норм СН 245-71, «Санитарных правил для нефтяной промышленности», утвержденных Минздравом СССР 15.10.86 г.), персонал должен быть обеспечен санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты: спецодеждой, спец обувью, средствами защиты органов дыхания в соответствии с нормами [12].

При нормировании метеорологических условий во времени года выделяют теплый, переходной и холодный периоды.

Максимально допустимая температура воздуха на открытом пространстве, при проведении данных работ - +38 0С, минимально допустимая - (-35 0С), максимально допустимая скорость движения ветра - 30 м/с.

Характерной особенностью нефтегазодобывающего производства является рассредоточенное размещение объектов на нефтяном месторождении.

В то же время, на одном объекте могут быть сосредоточены десятки видов однотипных сооружений и оборудования, работающих одновременно. Последнее обусловлено необходимостью облегчения обслуживания, автоматизации и телемеханизации производства, управления технологическим процессом, но опасно при авариях.

Современные технологические процессы добычи нефти и газа связаны с высокими давлениями. Под высоким давлением работают насосные и компрессорные установки, аппараты и трубопроводы. Большинство нефтегазопромысловых объектов газоопасны.

Многие машины и агрегаты, применяемые при добыче нефти, газа и конденсата, а также проведение технологических обработок характеризуются высоким уровнем шума и вибрации.

Борьба с шумом и вибрацией должна вестись по основным направлениям:

- снижение шума и вибрации главных машин и механизмов и их приводов, вспомогательных механизмов и устройств в источнике (применение безредукторных передач);

- ослабление колебательной энергии, распространяющейся от их источников (установка оборудования на специальные фундаменты, применение амортизаторов);

- индивидуальные средства защиты (наушники, перчатки);

- дистанционное управление производственным процессом из специальных кабин с необходимой звукоизоляцией;

- проведение своевременного и качественного ремонта машин и др.

Освещение производственных объектов может быть естественным и искусственным. Естественное освещение бывает боковым (освещение через окна в наружных стенах), верхним (через световые фонари и проемы в перекрытиях) и комбинированным.

Для искусственного освещения в нефтяной и газовой промышленности

широко применяются лампы накаливания. Это связано с тем, что светильники во взрывобезопасном исполнении выпускаются только для ламп накаливания. На объектах нефтяной и газовой промышленности, особенно на групповых установках, в резервуарных парках, на территории буровой установки, на открытых площадках для оборудования, на скважинах при проведении текущего ремонта и других работ широко применяется прожекторное освещение.

Все виды освещения регламентируется нормами, предусмотренными СНБ 2.04.05-98“ Естественное и искусственное освещение”.

Высокий уровень электрификации нефтяных промыслов и тяжелые условия эксплуатации электрооборудования требуют особого внимания к обеспечению электробезопасности обслуживающего персонала.

Электробезопасность обеспечивается строгим выполнением всех требований действующих электротехнических нормативов:

- все токоведущие части должны быть надежно изолированы, укрыты или помещены на недоступной высоте;
- применение ограждений;
- электрическое разделение сети;
- применение малого напряжения;
- защитные заземление, зануление, отключение;
- индивидуальные средства защиты.

В лабораториях БелНИПИнефть, управлении геологии, других структурных подразделениях «ПО «Белоруснефть» и на промыслах в настоящее время широко используются ЭВМ и персональные компьютеры. Люди, работающие на ПЭВМ, подвергаются воздействию различных опасных и вредных производственных факторов:

.физических (повышенные уровни электромагнитного, рентгеновского, ультрафиолетового, инфракрасного излучений, статического электричества,

запыленность воздуха рабочей зоны, повышенное содержание положительных аэроионов в воздухе рабочей зоны и др.);

.химических (содержание в воздухе рабочей зоны оксида углерода, озона, аммиака и др.);

. психофизиологических (напряжение зрения, памяти, внимания, монотонность труда, эмоциональные перегрузки и др.) [11].

В связи с этим для безопасности и сохранения здоровья работающих необходимо обеспечить:

- естественное и искусственное освещение рабочих зон;
- оборудование помещений системами отопления и кондиционирования воздуха или эффективной приточно-вытяжной вентиляцией;
- параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ в нем должны отвечать требованиям СанПиН 9-131 РБ 2000;
- конструкция ПЭВМ должна обеспечивать безопасный для пользователя уровень мощности экспозиционной дозы рентгеновского излучения, допустимый уровень напряженности электрического поля тока и интенсивности инфракрасного излучения;
- площадь на одно рабочее место должна составлять не менее  $6\text{м}^2$ , а объем не менее  $20\text{м}^3$ ;
- экран видеомонитора от глаз пользователя должен находиться на расстоянии 600-700мм;
- при конструировании оборудования и организации рабочего места следует обеспечить соответствие конструкции всех элементов рабочего места и их взаимного расположения эргономическим требованиям с учетом основного рабочего положения пользователя;
- необходимо соблюдение режима труда и отдыха.

#### 5.4 ОРГАНИЗАЦИЯ ПОЖАРНОЙ ОХРАНЫ НА ПРЕДПРИЯТИИ

Ответственность за состояние пожарной безопасности предприятий, организаций, за содержание в исправном состоянии средств пожарной защиты возлагается персонально на руководителя предприятий, организаций [10]. Ответственность за пожарную безопасность объектов (нефтепромысел, лаборатория, мастерские, базы) несут руководители объектов, которые назначают приказами руководителей предприятий и организаций.

Руководители предприятий, организаций обязаны:

- организовать на предприятии добровольную пожарную дружину (ДПД) и пожарно-техническую комиссию, нести периодический контроль состояния пожарной безопасности объектов и боеготовности ДПД;

- обеспечить выполнение постановлений, приказов органов контроля и надзора по вопросам пожарной безопасности;

- устанавливать в производственных помещениях строгий противопожарный режим;

- оборудовать места для курения;

- установить чёткий порядок проведения огневых работ;

- установить чёткий порядок осмотра и закрытия помещения после работы и постоянно контролировать его соблюдения всеми рабочими и обслуживающим персоналом;

- периодически проверять состояние пожарной безопасности объекта;

- организовывать занятия по пожарно-техническому минимуму;

Руководители структурных подразделений обязаны:

- знать технологический процесс производства и выполнять правила пожарной безопасности;

- не допускать загромождения подъездов к сооружениям, водоисточникам, дорог к скважинам, производственным объектам, лестницам эвакуации, доступ к пожарному оборудованию.

- следить за соблюдением персоналом правил пожарной безопасности;
- регулярно проверять исправность средств пожаротушения.

Контроль наличия, исправности и правильного использования средств пожаротушения осуществляет ответственное лицо за пожарную безопасность и начальник добровольной пожарной дружины.

По пожарным свойствам нефть относится к группе горючих жидкостей (ГЖ). Работа с нефтью должна производиться с соблюдением правил безопасности для ГЖ. Пожарный режим объектов, на которых предусматривается проведение работ с нефтью, определяется инструкцией, согласованной с местными органами пожарной охраны в установленном порядке. Согласно инструкции, необходимо:

- )автоцистерны и насосный агрегат оборудовать двумя пенокислотными огнетушителями, лопатой;
- )на машинах необходима установка глушителей с искрогасителями;
- )машины устанавливать на расстоянии не менее 25м от устья скважины;
- )при проведении работ запрещается курение, применение открытого огня;
- )используемый инструмент должен быть искробезопасного исполнения, светильники и электропровода должны быть во взрывозащищенном исполнении.

## 5.5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Добыча и разработка полезных ископаемых оказывают негативное воздействие на окружающую среду. Подземная разработка месторождений приводит к нарушению поверхности, истощению запасов подземных вод, загрязнению атмосферы различными газами, загрязнению водоемов техническими водами и др. При добыче и переработке полезных ископаемых под предприятия отчуждаются значительные площади земель

сельскохозяйственного и лесохозяйственного назначения. Поэтому ежегодно нефтегазодобывающими предприятиями осуществляется комплекс природоохранных мероприятий, с целью сохранения необходимых человечеству природных ресурсов [8].

#### Защита атмосферы от вредных воздействий

Снижение негативного воздействия месторождения в период эксплуатации на атмосферный воздух обеспечивается нижеследующими техническими и технологическими решениями:

- применение герметизированной напорной системы сбора нефти и газа;
- оборудование всех аппаратов и сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами с обвязкой на факельную систему;
- максимальное использование попутного газа на собственные нужды объектов обустройства (на котельную) в объеме почти 90%;
- диспетчерский контроль за технологическими и вспомогательными процессами;
- соблюдение правил пожарной безопасности;
- сооружение дренажных емкостей для опорожнения аппаратов и емкостей для сбора утечек;
- сжигание газа на факеле в аварийных ситуациях.

#### Защита водного бассейна от загрязнений

Ресурсы воды, пригодной для использования без проведения специальных мероприятий, оцениваются в 5-6 усл. ед., что составляет 0,3-0,4% объема гидросферы [9]. Увеличение объема сточных вод, загрязненных нефтью, нефтепродуктами и другими ядами делает их непригодными для использования в качестве источников чистой воды. В этой воде гибнет рыба, по берегам водоемов скудеет растительность.

Охрана и рациональное использование водных ресурсов, эффективные меры по предотвращению загрязнения, экономичному расходованию свежей

воды стали актуальной проблемой для всего человечества. При проектировании систем водоснабжения следует шире применять замкнутые схемы, исключая сброс сточных вод в водоемы.

Главным источником загрязнения поверхностных водоемов являются сточные воды. Минеральные загрязнители представлены в сточных водах нефтью и нефтепродуктами, растворенными минеральными солями, песком, глиной, кислотами, щелочью, шлаком и другими веществами. Все эти компоненты характерны для сточных вод нефтяных, газовых, нефтеперерабатывающих, нефтехимических, буровых, транспортных и других производств.

Существуют механические и физико-химические методы очистки сточных вод. Механические методы очистки для отделения загрязнителей используют гравитационные и центробежные силы. К ним также относится фильтрование (для отделения мелкодисперсных загрязняющих частиц), отстаивание (для выделения минеральных и органических частиц, плотность которых больше или меньше плотности воды). Известные физико-химические методы позволяют интенсифицировать отделение взвешенных или суспендированных минеральных или органических загрязнителей (методы флотации, коагуляции), извлекать из стоков необходимые компоненты (экстракция, сорбция, электродиализ, гиперфильтрация, эвапорация и др.), увеличивать концентрацию вредных веществ для последующего их отделения выпариванием или кристаллизацией.

#### Охрана почвы и рекультивация земель

За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Нефть, попадая на поверхность земли, впитывается в грунт и вытесняет из него кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов. Почва самоочищается обычно очень медленно путем

биологического разложения нефти [8] Необходимо не допускать попадание на почву шлама, буровых сточных вод, нефтепродуктов и др. вредных веществ, образующихся в процессе бурения скважин, добычи и транспортировки углеводородов.

Объем работ по рекультивации земель:

- снятие плодородного слоя с перемещением грунта до 90 м;
- планировка верха и откосов отвалов плодородного грунта;
- укрепление поверхности отвалов плодородного грунта посевом трав;
- обваловка площадки по периметру минеральным грунтом с перемещением грунта до 30 м;

- планировка площадки со срезкой поверхностей до 30 см; строительство технологического амбара; противofильтрационное цементное покрытие под насосные блоки;

- разборка бетонной площадки;
- засыпка амбаров и котлованов с перемещением грунта до 20 м;

разравнивание обваловки с перемещением грунта до 30 м;

- разравнивание отсыпного основания под буровую;
- планировка площадки перед нанесением плодородного слоя;
- уплотнение грунта без поливки водой;
- обратное перемещение плодородного слоя почвы из мест хранения на 90

м.

Объем работ по биологической рекультивации земель включает в себя:

- известкование кислых почв;
- вспашку земель;
- посев трав;
- прикатывание и запашка сидератов;
- дискование почв;
- внесение минеральных удобрений и т.д.

Период рекультивации рассчитан на 5 лет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из проблем на данном месторождении является быстрое обводнение скважин в связи с закачкой воды в средние и верхние нефтенасыщенные части разреза. Это объясняется существующим расположением систем трещин, т.е. основных путей фильтрации флюидов [26]. В связи с наличием зоны, не вовлеченной в разработку, а также для повышения коэффициента нефтеотдачи в целом по месторождению, целесообразным было бы производить закачку именно в нижнюю часть продуктивного разреза.

Поскольку залежи с коллекторами смешанного типа характеризуются крайней неоднородностью, то при вытеснении нефти водой остаются участки, неохваченные вытеснением. При неустановившемся (импульсном) движении вытесняющей нефть воды между участками с различной проницаемостью (между блоками матрицы и трещинами) создаются дополнительные градиенты давления переменного направления. Они обуславливают перетоки жидкостей между блоками и системой трещин [13]. Кроме того, при неустановившемся процессе нарушается равновесие капиллярных сил. Оба этих процесса способствуют дополнительному вытеснению нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных элементов, т.е. увеличивается коэффициент охвата, а, следовательно, и нефтеотдачи.

Практически эти процессы создаются периодической закачкой в залежь воды. Во время нагнетания воды она входит в поры блоков породы. При последующем отборе жидкости (снижении  $R_{пл}$ ) вода, вошедшая в блоки, частично удерживается там за счет капиллярных сил, а нефть вытесняется из них в систему трещин за счет упругих сил. С течением времени эффективность этого процесса уменьшается.

С целью интенсификации описанного выше процесса самостоятельно или

совместно с ним применяются методы ИНФП. Количество закачиваемой в нагнетательные скважины воды периодически перераспределяют таким образом, чтобы при цикле создавалось новое направление фильтрации в залежи. При этом происходит перераспределение давления с изменением линий тока от нагнетательных скважин к эксплуатационным и вовлекаются в разработку слабо дренировавшиеся нефтенасыщенные зоны [13].

В результате применения обоих этих процессов уменьшается или стабилизируется обводнение добываемой жидкости и увеличивается коэффициенты охвата и нефтеотдачи. Может стабилизироваться или даже увеличится текущая добыча нефти.

В связи с этим рекомендуется проведение на Южно-Сосновском месторождении циклической закачки воды в нагнетательные скважины, а также ИНФП, которое можно осуществить либо предварительной закачкой в нагнетательные скважины потокоотклоняющих составов с повышенной вязкостью, либо отключением приконтурных скважин и закачкой воды в разрезающие ряды.

Одним из возможных путей сокращения попутно добываемой воды, а значит, и повышения эффективности довыработки коллекторов смешанного типа может быть технология, позволяющая полностью или частично исключить высокопроводящие трещины из процесса фильтрации. Этого можно добиться, например, снижением на поздней стадии разработки пластового давления. При его снижении происходит смыкание трещин и, как следствие, сокращение притока “проскальзывающей” по трещинам воды [22].

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ахмедов К.С., Арипов З.А., Вирская Г.Н. и др. Водорастворимые полимеры и их взаимодействие с дисперсными системами - Ташкент: Изд-воФАН Узб. ССР, 1969 - 125с.
2. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. -М.: Недра, 1976. - 176с.
3. Вахитов Г.Г., Валиханов А.В., Муслимов Р.Х. и др. Разработка нефтяных месторождений Татарии с применением повышенных давлений. - Казань: Таткнигоиздат, 1971. - 233 с., 47
4. Вахитов Г.Г. О независимости формы водонефтяного контакта в неоднородном пласте от величины перепадов давлений в скважинах // Известия КФ АН СССР: Серия физико-математических и технических наук. - 1959. Вып. 13. - С. 55-63
5. Газизов А.Ш. Исследование и применение полимерцементных растворов для разобщения продуктивных пластов нефтяных скважин // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. - Уфа: УНИ, 1971. -165 с
6. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. - М.: ООО «Премимум Инжиниринг», 2009. - 570с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1986, 332 с.
8. Кесельман Г.С., Э.А. Махмудбеков Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. - М.: Недра, 1981. - 256 с.
9. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. - М.:Недра,1987. - 247 с.
10. Кушелев В.П. и др. Охрана труда в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Учебник для ВУЗов. - М.: Химия, 1983. -

472 с.

11. Лазаренков А.М. Охрана труда. Учебник. - Мн.: БНТУ, 2004. - 497 с.
12. Мавелян Э.К. Техника безопасности при добыче нефти. - М.: Недра, 1976. - 284 с.
13. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. - М.: Недра, 1980. - 288 с.
14. Махнач А.С., Гарецкий Р.Г., Матвеев А.В. и др. - Мн.: Институт геологических наук НАН Беларуси, 2001. 815с.
15. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой многопластовых залежей нефти геофизическими методами // Диссертация на соискание ученой степени д-ра геол.-минер. наук. - Бугульма, 1979. - 406 с.,
16. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте - М.: 1961. -452 с.
17. Пискунов Н.С., Тислюк Е.В. О скорости образования водяного конуса при различном характере вскрытия водонефтяного пласта // Тр. ВНИИнефть. -М., 1959. - Вып. 19. - С. 35-40
18. Сафронов С.В., Иванова М.М. Особенности эксплуатации водонефтяных зон месторождения платформенного типа // Тр. ВНИИнефтегаз. - М.,1957. - Вып. 10. - С. 131-140
19. Смехов Е.М., Киркинская В.Н. Карбонатные породы - коллекторы нефти и газа. - Л.: Недра, 1981. - 255с.
20. Сулейманов Р.Г. Об эффективности изоляции подошвенной воды методом установки водонепроницаемых экранов // Нефтяное хозяйство. - 1971. - № 1. - С. 49-51
21. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. - М.: Недра, 1974. - 233 с. ,201 Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и газовых конденсатных месторождений. - М.: Недра, 1969. - 267 с.
22. Сургучев В.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / - М.: Недра, 1987. - 230 с.

23. Телков П.П., Габдуллин Р.Г. Особенности эксплуатации нефтяных залежей с подошвенной водой. - М: ВНИИОЭНГ // ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. - 1972
24. Телков П.П., Стеглянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1965. - 112 с., 191
25. Харьков В.А., Сурков В.Т., Емельянова Е.Е. О предотвращении обводнения скважин подошвенной водой // Татарская нефть. - 1962. - № 9. -С. 5-10.
26. Цалко П.Б., Мартынцив О.Ф., Пахольчук А.А. Карбонатные коллекторы нефтяных залежей Припятского прогиба. - Мн.: Наука и техника, 1986. - 180 с.