

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема: Влияние раствора глушения на коэффициент продуктивности добывающих скважин на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении

Код и наименование направления: 23.04.03, Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Код и наименование магистерской программы: 23.04.03.05, Управление разработкой нефтяных месторождений

Научный руководитель	_____	<u>К.т.н., доцент</u>	<u>Е.В. Безверхая</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>М.В. Бобырь</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Рецензент		Вед.технолог ЦДНГ №1	
	_____	<u>ООО «РН-Ванкор»</u>	<u>Р.Г. Басыров</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме магистерской диссертации**

Студенту \_\_\_\_\_ Бобырю Максиму Вадимовичу  
фамилия, имя, отчество

Группа НМ 15-05М **Направление** (специальность), код  
номер

Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов,  
23.04.03

**Тема выпускной квалификационной работы:** Влияние раствора  
глушения на коэффициент продуктивности добывающих скважин на  
Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении

**Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_**

**Руководитель ВКР** Е.В. Безверхая, к.т.н., доцент  
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

**Исходные данные для ВКР** Пакет геологической информации по  
Ванкорскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов  
и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая  
литература

**Перечень разделов ВКР**

ВВЕДЕНИЕ

1 Сущность проблемы сохранения коллекторских свойств призабойной  
зоны пласта при глушении скважин

1.1 Влияние жидкостей глушения скважин на коллекторские свойства  
продуктивных пластов

1.3 Технология глушения скважины

1.3.1 Количество циклов глушения

1.3.2 Направление закачки жидкости глушения

- 1.3.3 Скорость закачки жидкости глушения
- 1.3.4 Расчет параметров глушения скважин
- 2 Общие сведения о месторождении
- 3 Геология месторождения
  - 3.1 Геолого-физическая характеристика месторождения
  - 3.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек
  - 3.3 Физико –химические свойства нефти, газа и воды
  - 3.4 Запасы нефти и газа
- 4 Растворы глушения скважин для Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения
  - 4.1 Рекомендации по подбору ремонтно-технологических жидкостей
  - 4.2 Исследование коммерческих материалов для приготовления блокирующих составов глушения
  - 4.3 Фильтрационные исследования жидкостей глушения на водной основе
  - 4.4 Установка PREL-200 компании CoreLab Inst.
  - 4.5 Выводы и рекомендации по экспериментам с фильтрами БСГ
  - 4.6 Обоснование выбора технологий и материалов для восстановления продуктивности скважин.
- 5 Экология и безопасность производства
  - 5.1 Техника безопасности при проведении работ
  - 5.2 Экологичность проекта

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

**Перечень графического материала** рисунки, таблицы, диаграммы

**Руководитель ВКР**

\_\_\_\_\_

подпись

Е.В. Безверхая

инициалы и фамилия

**Задание принял к исполнению**

\_\_\_\_\_

подпись

М.В. Бобырь

инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация состоит из 108 страниц, 14 рисунков, 24 таблиц, 33 источников литературы.

Ключевые слова: месторождение, добыча нефти, разработка, скважина, монтаж, демонтаж, глушение, проницаемость, блок состав глушения, продуктивность скважины.

Объектом исследования являются добывающие скважины на Ванкорском месторождении.

Целью работы является исследование взаимодействия различных технологических жидкостей с продуктивными пластами и насыщающими их жидкостями и обоснование подхода к выбору типа, составов ЖГС и технологий их применения на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении.

В магистерской диссертации разобрана сущность проблемы сохранения коллекторских свойств в зависимости от условий вскрытия нефтяных пластов и применяемых составов технологических жидкостей в процессе эксплуатации скважин. Приведен литературный обзор жидкостей глушения, используемых в отечественной и зарубежной нефтепромысловой практике. Проведено исследование по подбору блок состава глушения. Экспериментальным путем подтверждена наиболее подходящая жидкость глушения на водной основе применительно для геологии Ванкорского месторождения. Обоснован выбор технологий и материалов для восстановления продуктивности скважин.

Для выполнения дипломной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point, предоставлена на диске CD-RW.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Сущность проблемы сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пласта при глушении скважин .....	8
1.1 Влияние жидкостей глушения скважин на коллекторские свойства продуктивных пластов .....	8
1.2 Жидкости глушения скважин, используемые в отечественной и зарубежной практике .....	15
1.3 Технология глушения скважины.....	32
1.3.1 Количество циклов глушения.....	34
1.3.2 Направление закачки жидкости глушения .....	35
1.3.3 Скорость закачки жидкости глушения.....	35
1.3.4 Расчет параметров глушения скважин.....	37
2 Общие сведения о месторождении .....	42
3 Геология месторождения .....	45
3.1 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	45
3.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек .....	51
3.3 Физико –химические свойства нефти, газа и воды .....	53
3.4 Запасы нефти и газа .....	55
4 Растворы глушения скважин для ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.....	58
4.1 Рекомендации рн-ванкор по подбору ремонтно-технологических жидкостей.....	58
4.2 Исследование коммерческих материалов для приготовления блокирующих составов глушения .....	61
4.3 Фильтрационные исследования жидкостей глушения на водной основе .....	71
4.4 Установка prel-200 компании corelab inst. ....	77
4.5 Выводы и рекомендации по экспериментам с фильтрами бсг .....	83
4.6 Обоснование выбора технологий и материалов для восстановления продуктивности скважин.....	87
5 Экология и безопасность производства.....	99
5.1 Техника безопасности при проведении работ .....	99
5.2 Экологичность проекта .....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	106

## ВВЕДЕНИЕ

Решение проблемы сохранения коллекторских свойств пластов должно быть комплексным. Если проблема будет решена на стадии заканчивания скважин строительством и не решена на стадии эксплуатации скважин, то в практическом смысле она не будет решена.

После окончания строительством и передачи скважины нефтедобывающему предприятию, скважина начинает свою «жизнь» с операции глушения. Выполняется она с целью проведения спуска в скважину насосного оборудования и НКТ, подземных ремонтов, смены насосного оборудования для изменения режима работы скважины, промывка забоя от загрязнения, ОПЗ и т.п. В результате каждая скважина подвергается глушению не реже одного раза в год. В таких условиях повышение качества ремонтных работ приобретает исключительную важность.

Один из путей повышения качества ремонтных работ в скважинах – это научно обоснованный выбор ЖГ при осуществлении этих работ, что может привести к одновременному восстановлению проницаемости нефтяного пласта, повышению продуктивности скважин и дополнительному отбору нефти из них.

Работы по исключению вредного блокирующего влияния на пласт технологических жидкостей глушения скважин у нас в стране и за рубежом ведут в двух направлениях:

- 1) создание технических средств, обеспечивающих проведение подземных ремонтов без предварительного глушения скважины;

- 2) разработка составов технологических жидкостей и процессов, не оказывающих отрицательного влияния на коллекторские свойства пласта. До настоящего времени у нас в стране нет на вооружении надежных технических средств для выполнения подземных ремонтов без глушения скважины. Объясняется это тем, что такие устройства должны обеспечивать многократную надежную герметизацию скважины на время ремонтов при свободном доступе к зоне продуктивного пласта в процессе эксплуатации

скважины. Этот доступ необходим для выполнения различных обработок пласта, очистки забоя скважины, спуска глубинных измерительных приборов и геофизических снарядов. Конструктивные разработки и опытные образцы таких устройств, создаваемые в нашей стране, предлагают установку их в стволе скважины. Это невыгодно отличает конструкцию таких устройств от зарубежных образцов, которые в основном устанавливаются на устье скважины. Вместе с тем даже в США такие устройства внедряют довольно медленно, а объем их применения не превышает 400 в год.

Поэтому второе направление на современном этапе является наиболее перспективным. Кроме этого необходимо отметить, что какие бы совершенные технические средства не были созданы, потребность в технологических жидкостях, способствующих сохранению и восстановлению коллекторских свойств пласта, остается всегда.

Наиболее широко применяемые на данном этапе разработки нефтяных месторождений как у нас в стране, так и за рубежом, находят ЖГ на водной основе, представляющие собой пластовые и технические воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, полимерные системы.

## **1 Сущность проблемы сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пласта при глушении скважин**

### **1.1 Влияние жидкостей глушения скважин на коллекторские свойства продуктивных пластов**

Эффективность эксплуатации добывающих скважин сильно зависит от условий вскрытия нефтяных пластов, а также от применяемых составов ЖГС перед ремонтами. Практика эксплуатации скважин свидетельствует о наличии тенденции постепенного ухудшения технологических показателей их работы (дебита, обводненности, коэффициента продуктивности) и ФЕХ призабойной зоны нефтяного пласта (проницаемости и пористости). Суммарно за несколько лет работы скважин снижение показателей работы скважин может достигать 300 и более процентов.

Наиболее показательно это демонстрирует комплексный гидродинамический показатель - коэффициент продуктивности скважины. В процессе эксплуатации наблюдается снижение коэффициентов продуктивности добывающих скважин (за исключением скважин, на которых применялись какие-либо методы воздействия на ПЗП). Снижение коэффициентов продуктивности скважин начинается непосредственно после ввода их в эксплуатацию, отличаясь для различных нефтегазодобывающих регионов лишь количественными показателями.

Так анализ промысловых данных динамики коэффициентов продуктивности скважин Ванкорского месторождения подтверждает существование такой тенденции. Результаты анализа приведены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Наблюдается различный характер снижения рассматриваемого показателя.



Таблица 1.1- Динамика коэффициента продуктивности

№ скважины	Ввод в эксплуатацию	Коэффициент продуктивности по годам эксплуатации(т/сут*МПа)							
		1	2	3	4	5	6	7	8
376	2010	15,5	11,7	10,9	10	9,8	9,6	9,5	9,4
162В	2011	92,7	86	58,6	35	25	21	20,1	
148	2010	25	17	14	22	21	16	10	1,5
145	2010	36	18	16	13	12,6	11	9	3
362	2010	45	-	30	19	10	9	-	7
637	2011	101	82	64	46	31	9	6	4

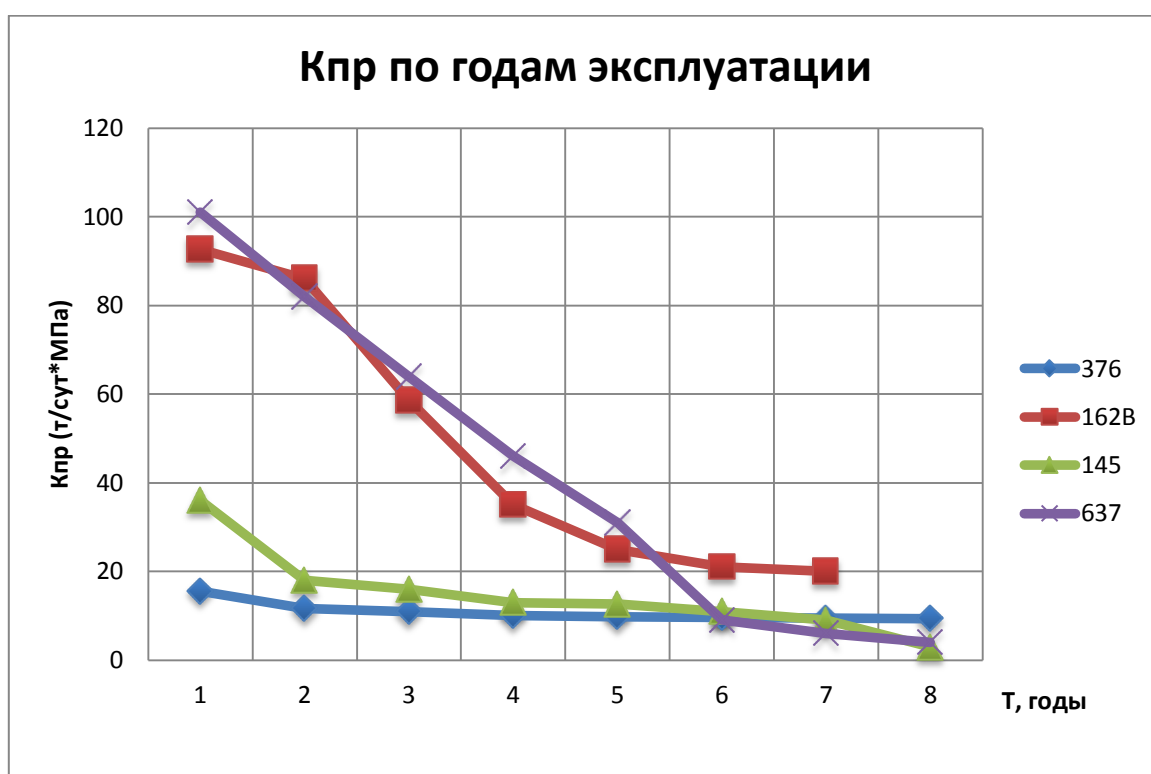


Рисунок 1.1 - Динамика коэффициента продуктивности

Наблюдается различный характер снижения рассматриваемого показателя. Так по скважине 637 в первые пять лет происходит снижение коэффициента продуктивности с интенсивностью 20 т/(сут\*МПа) в год и к шестому году его величина почти в 10 раз меньше начального значения. В дальнейшем темп падения уменьшается до 3 т/(сут\*МПа) за год. Суммарно за восемь лет эксплуатации скважины 637 коэффициент продуктивности уменьшился в 25 раз. Другим примером может служить скважина 376, где в течение всего срока эксплуатации скважины коэффициент продуктивности скважины составляет 10...15 т/(сут\*МПа). Можно

предположить, что в первом случае на скважине проведено качественное вскрытие и освоение, а снижение добычных возможностей произошло из-за нарушений в процессе эксплуатации. Во втором случае добычные возможности снижены еще на этапе вскрытия пласта бурением и дальнейшая эксплуатация скважины почти не влияла на коэффициент продуктивности.

Одной из причин рассматриваемой проблемы является использование водосодержащих составов ЖГС как на этапе вскрытия пласта, так и в процессе эксплуатации скважин.

Призабойная зона пласта испытывает на себе действие большого числа факторов, которые можно разделить на группы:

*-механические*, связанные с процессом разрушения горных пород при строительстве скважины;

*-гидродинамические*, связанные с созданием на забое избыточных давлений при вскрытии пластов и проведении ремонтных работ в скважине, следствием которых является проникновение фильтратов промывочных жидкостей и ЖГС в околоскважинную область;

*-физико-химические*, связанные с отличием по составу и свойствам проникающих в ПЗП и насыщающих пласт жидкостей.

Воздействие на ПЗП различных технологических жидкостей начинается от момента вскрытия пласта бурением и продолжается в течение всего срока эксплуатации при проведении ремонтных работ на скважине. Процессы вскрытия продуктивных пластов, их обработка и операции по глушению скважин обычно проводятся при условии превышения забойного давления над пластовым, т.е. на репрессии. В этом случае обязательно происходит проникновение технологических (промывочных, задавочных и других) жидкостей в пласт, объем которого зависит от величины репрессии, коллекторских свойств ПЗП и физико-химических свойств фильтрата. Как правило, состав и свойства технологических жидкостей отличаются от пластовых. Поэтому проникновение в пласт

чуждых жидкостей приводит к многочисленным изменениям коллекторских характеристик нефтегазонасыщенных пород.

Среди многочисленных причин, вызывающих изменение ФЕХ при ремонте скважины, можно выделить две наиболее существенные: проникновение твердой и жидкой фазы жидкости в продуктивный пласт.

Процесс проникновения твердой фазы ЖГС в продуктивный пласт сопровождается кольтатацией поровых каналов коллекторов. [1].

Исследования на искусственных и естественных кернах продуктивных горизонтов в широком диапазоне проницаемостей показали, что твердая фаза проникает вглубь пористой среды не более чем на 40 мм [2].

Проникновение происходит при любых значениях абсолютной проницаемости коллектора, однако большая степень кольтатации соответствует большей его исходной проницаемости. Наиболее интенсивная кольтатация наблюдается при проницаемости пород выше  $0.1 \text{ мкм}^2$ , что объясняется зависимостью степени кольтатации от соотношения размеров пор и размеров твердых частиц.

По зарубежным данным, чем больше глубина кольтатации ПЗП, тем интенсивней происходит снижение проницаемости пласта и добычных возможностей скважины [ 3, 4, 5, 6].

Установлено, что частицы традиционно используемых утяжелителей не глубоко проникают в породу, однако вызывают ее закупорку на 75... 100%.

При нарушении термобарического и химического равновесия компонентов в ЖГС и при ее контакте с пластовыми флюидами происходит самокольтатация. Она обуславливается выделением осадка из неорганических солей, увеличением толщины пленки связанной воды, набуханием цементирующего материала.

При использовании в качестве ЖГС глинистого раствора в продуктивный пласт проникает его фильтрат, количество которого определяется прежде всего проницаемостью фильтрационной корки (если она есть) на поверхности фильтрации, а также проницаемостью пласта. Также

установлено, что максимальный вынос фильтрата, даже у высокопроницаемых (порядка 0,5 мкм) пород не превышает 80%.

По данным М.Л. Сургучёва на месторождениях Западной Сибири и Мангышлака после 1...5 месяцев воздействия глинистого раствора на пласт глубина проникновения достигла 8 м. Объем фильтрата, внедрившегося в пласт за тот же период, превышал 5 м<sup>3</sup>/м эффективной толщины. Показано, что за 2 суток контакта глинистого раствора, имеющего водоотдачу 8... 10 см<sup>3</sup> за 30 мин., фильтрат проникает в продуктивный пласт на глубину 2...3 м в количестве 1.5...2.5 м<sup>3</sup>/м эффективной толщины. В результате этого проницаемость в ПЗП добывающих скважин (на Самотлорском месторождении в 1.6...22.6 раза) ниже, чем в удаленной зоне. Радиус зоны ухудшенной проницаемости изменяется от 6.5 до 13.6 м [8].

Исследования В.Т.Питкевича [7] на керновом материале продуктивных горизонтов Самотлорского, Советского, Мегионского, Усть-Балыкского, Федоровского и Варьеганского месторождений показали их высокую чувствительность к воздействию пресных вод. Результаты исследований свидетельствуют об изменении проницаемости образцов при последовательной прокачке вод различной минерализации.

Таким образом, ухудшение ФЕХ призабойной зоны скважины происходит еще на этапе вскрытия пласта и скважина начинает эксплуатироваться с добычными возможностями ниже потенциальных.

В процессе эксплуатации каждая скважина неоднократно подвергается ремонтным работам. Одним из этапов ремонта скважин является предупреждение перелива скважинной жидкости на устье. Для этих целей находят применение следующие способы [9]:

- использование отсекателей пластов [10,11];
- ограничение закачки воды в нагнетательные скважины с целью снижения пластового давления;
- глушение скважин,

В отечественной практике надёжных конструкций механических отсекаателей пластов нет. Анализ промысловых данных показывает, что ограничение закачки воды в пласт сопровождается снижением дебитов добывающих скважин, возможностью замораживания водоводов в зимний период.

Способ глушения скважин жидкостью необходимой плотности наиболее прост, надёжен и экономичен.

Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ.

В процессе ремонта скважины ЖГС вступает в контакт со скважинной продукцией; минералами горных пород, слагающими продуктивный горизонт; специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ; поверхностью обсадных и насосно- компрессорных труб; элементами насосного оборудования. Такой контакт не всегда носит положительные последствия.

В соответствии с экспериментальными данными ряда исследователей снижение естественной проницаемости коллектора по нефти происходит вследствие его внутриводной коагуляции при воздействии технологических жидкостей за счет следующих микропроцессов:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе, слагающей коллектор;

- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;

- образование в пласте высоковязких водонефтяных смесей;

-закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (жидкой фазой);

-образование пристенных слоев жидкости на поверхности зерен горных пород, уменьшающих проходное сечение поровых каналов.

Степень влияния каждой из перечисленных причин определяется конкретными геолого-физическими и техническими условиями.

В современных условиях сокращение объемов добычи нефти и неуклонный рост себестоимости ее добычи требует иного подхода к выбору типа, технологических параметров и экологической чистоты применяемых ЖГС. Важность получения от каждой скважины максимальной отдачи не позволяет применять в качестве ЖГС такие составы, которые вызывают ухудшение показателей работы скважин и коллекторских характеристик ПЗП. Целесообразным становится подход, согласно которого для каждого объекта разработки проводится индивидуальный подбор ЖГС на всех этапах существования скважины: от разбурирования продуктивного пласта и далее при производстве ремонтов. В соответствии с этим ЖГС должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать необходимое противодействие на пласт;
- максимально сохранять коллекторские свойства продуктивного пласта;
- уменьшать интенсивность коррозии;
- не влиять на качество геофизических исследований в скважине;
- быть совместимыми с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважины;
- обладать стабильными физико-химическими свойствами в конкретных условиях ее применения;
- иметь возможность регулирования технологических свойств в широких пределах геолого-физических условий эксплуатации скважин;
- быть простыми в приготовлении и использовании;
- быть взрыво- и пожаробезопасными.

Одновременное выполнение всех перечисленных требований создает много сложностей в подборе ЖГС для конкретных объектов разработки. Однако широкомасштабное применение любых ЖГС возможно при условии обязательного выполнения всех требований и, особенно, обеспечения сохранности коллекторских характеристик пород призабойной зоны.

## **1.2 Жидкости глушения скважин, используемые в отечественной и зарубежной практике**

Все ЖГС условно делятся на две группы: на водной и углеводородной основе. В первую группу входят пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), прямые эмульсии. Вторая группа включает товарную или загущенную нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70% [9].

В отечественной практике в качестве ЖГС используют системы как на водной, так и на углеводородной основе.

На месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) и находящимися на поздней стадии разработки глушение скважин водой или водными растворами повышенной плотности сопровождается значительным поглощением ЖГС. Предупредить поглощение жидкости глушения ПЗП можно снижением ее плотности до требуемых для репрессии на пласт величин.

При глушении пластов с АНПД часто используют двух- и трехфазные пены [13]. В состав первых, как правило, входят вода, ПАВ и стабилизатор из группы водорастворимых полимеров, в состав вторых- дополнительно высокодисперсная твёрдая фаза.

В группе ЖГС на водной основе наибольшее распространение получили не содержащие твердой фазы водные растворы минеральных солей. В случае использования таких рассолов из комплекса причин, вызывающих снижение проницаемости продуктивного пласта при воздействии на ЖГС, исключается необратимая, неуправляемая коагуляция пор твердыми частицами.

На нефтяных месторождениях, где пластовое давление близко к гидростатическому, в качестве ЖГС используют обычную техническую воду, а также сточные воды плотностью 1080... 1120 кг/м<sup>3</sup>, получаемые в результате подготовки пластовой продукции добывающих скважин. Широкое применение нашли пластовые воды плотностью до 1190 кг/м<sup>3</sup>.

В ряде случаев глушение добывающих скважин осуществляется с использованием искусственно приготовленных водных растворов минеральных солей. Широкое распространение получил раствор поваренной соли плотностью 1020... 1200 кг/м<sup>3</sup>.

В ПО "Юганскнефтегаз" имеется опыт по приготовлению ЖГС на основе калийсодержащего отхода производства (хлоркалий-электролит). Плотность насыщенного раствора этой соли составляет 1190 кг/м<sup>3</sup>, температура кристаллизации 2 °С, что затрудняет приготовление и использования ЖГС в условиях низких температур. При плотности раствора хлоркалий-электролита 1100... 1150 кг/м<sup>3</sup> кристаллизация в нем наступает при -1...-7 °С. Другой серьезный недостаток соли - значительное содержание нерастворимых в воде твердых частиц-примесей (более 3%).

На промыслах Западной Сибири применяют водные растворы бишофита (кристаллогидрата хлорида магния), ГОСТ 7559-73. С использованием этой легко растворимой соли можно получить ЖГС плотностью до 1300 кг/м<sup>3</sup>. Однако раствор бишофита такой плотности имеет температуру кристаллизации около 3 °С, что затрудняет его приготовление и применение в условиях Крайнего Севера. Раствор



бишофита плотностью  $1250 \text{ кг/м}^3$  имеет точку кристаллизации ниже  $-19 \text{ }^\circ\text{C}$ ; коэффициент набухаемости глин меньше, чем у раствора хлорида кальция, и значения pH на уровне 5...6. При смешивании раствора с пластовыми водами любой степени минерализации и ионного состава отсутствует образование нерастворимых осадков.

Для скважин с повышенным пластовым давлением основным является водный раствор хлористого кальция. Широкое использование хлоридов кальция вызвано свойствами его растворов: низкой температурой замерзания (рассол плотностью  $1300 \text{ кг/м}^3$  кристаллизуется при температуре  $-51 \text{ }^\circ\text{C}$ ); незначительными затратами тепловой энергии на подготовку раствора; удовлетворительной совместимостью с большинством типов пластовых вод; невысокой стоимостью и малой дефицитностью [14].

Однако анализ геолого-промыслового материала, проведенный Ш.И.Валеевым с соавторами в ПО Башнефть, показал, что глушение раствором хлористого кальция плотностью  $1360 \text{ кг/м}^3$  сопровождается снижением добычи нефти в среднем на 2 т/сут (по 41 проанализированной скважине). Дополнительные лабораторные и промысловые исследования свидетельствуют о снижении коэффициента восстановления проницаемости керна материала на 13...30% и коэффициента продуктивности скважины на 22,4% после воздействия на них указанной ЖГС [12, 5].

Жидкости глушения на основе пресной воды могут иметь широкий диапазон значений регулируемых свойств, в то же время вязкостные и фильтрационные свойства солевых растворов практически не регулируются. В случаях поглощения ЖГС прибегают к многократному ее доливу, иногда до 20 объемов скважины [9].

Этот недостаток может быть устранен обработкой ЖГС различными полимерами. Полимеры, регулирующие вязкость пресной воды, по их термостойкости располагаются следующим образом: полиакриламид (ПАА), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ-600), серогель Е-55,

метилцеллюлоза (МЦ-65) (деструкция метилцеллюлозы начинается уже при 50 °С). Минерализация воды влияет на реологические свойства полимерных растворов. Наличие солей в них приводит к частичной нейтрализации зарядов полимера, сворачиванию молекул, резкому снижению вязкости жидкости.

Установлено, что 10....20% растворы хлористого натрия снижают термостойкость КМЦ-600, что проявляется в резком снижении вязкости раствора при температурах выше 50 °С. Из рассмотренных реагентов в указанной области температур можно использовать только ПАА.

Изменение вязкости растворов хлористого кальция зависит от устойчивости полимеров к агрессии ионов кальция и способности образовывать с ними нерастворимые соединения. Полимеры типа КМЦ не обладают устойчивостью к двухвалентным ионам. Активность МЦ-65 сохраняется при содержании в растворе CaCl до 15%. Однако реагент термостабилен до 45 °С, далее происходит вспенивание раствора.

Несмотря на то, что ПАА относится к классу полимеров, неустойчивых к агрессии хлоридов многовалентных металлов, он является единственным реагентом, способным регулировать вязкость растворов плотностью до 1250 кг/м<sup>3</sup>.

Б.А. Андресоном с соавторами разработан состав ЖГС на основе ПАА, представляющий собой водный раствор CaCl с добавкой поверхностно- активных веществ (ПАВ). Присутствие ПАА обеспечивает высокую вязкость жидкости и низкую фильтруемость, что снижает глубину её проникновения в пласт. Промысловые исследования показали, что если при глушении скважин возврат рассола плотностью 1350... 1370 кг/м<sup>3</sup> при его сборе составлял 30...40% (из-за разбавления пластовой водой), то применение разработанной жидкости увеличивает этот показатель до 57...64%. После освоения скважин, заглушённых такой жидкостью, наблюдалось увеличение дебитов по нефти "[9].

Для предупреждения осложнений при глушении скважин водными неструктурированными системами используется метод снижения интенсивности их поглощения доставкой в зону фильтра и частично в ПЗП буферных объемов, представляющих собой водный раствор КМЦ с добавкой ПАВ (Шумилов В.А.) или меловую пульпу [15].

Последний состав представляет собой прямую эмульсионно-суспензионную композицию, в состав которой входят меловой порошок, дизельное топливо, превоцел и вода. Жидкость имеет плотность 1200... 1300 кг/м<sup>3</sup>, фильтрацию менее 1 см<sup>3</sup> мин. Опыт использования композиции на газовых скважинах свидетельствует о предотвращении поглощения ЖГС продуктивным пластом (ранее CaCl<sub>2</sub> поглощался 50... 125 м<sup>3</sup>/сут), легкости освоения скважин, восстановления исходной проницаемости коллектора за 21...60 сут и снижения дебита на 0.6... 1.7%.

На большинстве месторождений страны основной метод интенсификации добычи нефти - заводнение. Пластовое давление в эксплуатационных скважинах или рядах скважин, расположенных близко к нагнетательным, часто превышает первоначальное. При глушении таких скважин для проведения ремонтных работ необходимая плотность ЖГС должна превышать ту, которую можно обеспечить раствором CaCl<sub>2</sub>. Для повышения эффективности глушения скважин, в том числе с повышенным пластовым давлением, М.Г. Газимовым [16] с соавторами было предложено использовать растворы плотностью до 2500 кг/м<sup>3</sup>: хлориды натрия и кальция, хлорид цинка, смесь хлорида и бромиды кальция, растворы хроматов и полихроматов, а также их смеси, растворы фосфорнокислых солей.

Для утяжеления ЖГС на основе ПАА с добавкой ПАВ Б.А. Андросоном [9] с соавторами предложено использовать хлориды кальция, железа, цинка. Добавка неионогенного ПАВ ("шкопау") кроме эффективного снижения межфазного натяжения, способствует дополнительной стабилизации ЖГС.

Рассматривая перечисленные соли, обуславливающие высокую плотность ЖГС на водной основе, следует отметить, что применение хлоридов железа и цинка затруднено из-за их высокой коррозионной активности; использование сернокислого магния может сопровождаться гипсообразованием в порах пласта.

С.В. Зариповым [17] с соавторами были проведены исследования по разработке ЖГС на основе фосфорнокислых солей и их кристаллогидратов. Например, с использованием трикалийфосфата при температуре 25 °С можно получить растворы плотностью 1600 кг/м<sup>3</sup>. При повышении температуры и смешении калиевых и натриевых солей можно получить рассолы большей плотности. При нагреве воды до 35 °С с дополнительным введением трикалийфосфата получают ЖГС плотностью до 1700 кг/м<sup>3</sup>. ЖГС на основе фосфорнокислых солей не нашли широкого промышленного применения из-за их невысокой плотности в условиях низких температур, сложности приготовления, а также возможности образования твёрдого осадка при контакте с минерализованными пластовыми водами.

Во ВНИИКРнефти разработана ЖГС для месторождений Тюменской области на основе водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция. Жидкость плотностью 1600 кг/м<sup>3</sup> кристаллизуется при -8...-16 °С; плотностью 1450 кг/м<sup>3</sup> - ниже -50 °С. Вязкостные и фильтрационные свойства жидкости до 100 °С можно регулировать добавкой крахмального реагента, а до 150 °С - оксиэтилцеллюлозы. Рассол может быть использован при глушении скважин, склонных к нефтегазопроявлениям и поглощению ЖГС. Ингибирующая способность жидкости по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта на порядок выше, чем у ингибированных буровых растворов соответствующей плотности, включая известные составы обратных эмульсий [18].

В ПО "Юганскнефтегаз" рассолы плотностью до 1600 кг/м<sup>3</sup> использовали как крайнее средство после неоднократного безуспешного

глушения скважин с высоким пластовым давлением, часто после их длительного простоя.

Разработаны рассолы на основе бромсодержащих солей плотностью выше  $1600 \text{ кг/м}^3$ . Наиболее перспективным компонентом таких жидкостей считается бромид кальция [19].

Растворы на его основе могут достигать плотности  $2200 \text{ кг/м}^3$  (в смеси с другими солями); они коррозионно-инертны, малотоксичны. В качестве ЖГС плотностью до  $1810 \text{ кг/м}^3$  можно использовать раствор для приготовления технологических жидкостей, который, кроме бромида кальция и воды, содержит гидроксид кальция и свободный аммиак. Эти добавки обеспечивают снижение коррозионной активности и повышении термостойкости жидкости.

Разработаны составы рассолов на основе смеси бромида кальция с другими его солями [16].

Плотность 60% раствора бромида кальция при  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  составляет  $1857 \text{ кг/м}^3$ , а смесь бромида кальция (48%) и хлорида кальция (14.3%) обладает плотностью  $1871 \text{ кг/м}^3$ . Наибольшей плотностью ( $2200 \text{ кг/м}^3$ ) обладает водный раствор бромида кальция и бромида цинка. Смешение 2...3 типов солей позволяет не только повысить плотность рассолов, но и на 20...25% снизить расход дорогостоящего бромида кальция.

Среди жидкостей глушения на водной основе выделяют группу безглинистых растворов с конденсированной твёрдой фазой (гидрогелевые растворы). Тиксотропная структура этих растворов создаётся высокоактивной (коллоидной) дисперсной фазой, которая конденсируется непосредственно в жидкости. Например, обработка щёлочью водного раствора хлорида магния сопровождается образованием нерастворимого основания - гидроксида магния, обладающего хорошо развитой активной поверхностью. Процесс структурообразования зависит от интенсивности перемешивания и наличия инертных частиц (затравки). Недостатком использования является возможность структурообразования в поровом

пространстве и ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП.

Существующее разнообразие составов ЖГС на водной основе плотностью до  $2300 \text{ кг/м}^3$ , как содержащих твёрдую фазу так и без неё позволяет в каждом конкретном случае глушения скважины подобрать экономически выгодную, взрыво- и пожаробезопасную ЖГС, позволяющую прекратить приток жидкости из пласта и провести ремонт в скважине. Но сохранить ФЭХ пласта на уровне, предшествующем ремонту удастся не всегда.

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ в скважинах в качестве ЖГС рекомендуется растворы на углеводородной основе. Использование таких систем сохраняет естественную нефтенасыщенность пор ПЗП и фазовую проницаемость по нефти. Исключаются: набухание глинистых минералов пласта; блокирующее действие воды; образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами; увеличение толщины пристенных слоев жидкости на поверхности зёрен породы; коррозия оборудования, проявления сероводорода на устье скважин.

В то же время ЖГС на углеводородной основе имеют ряд недостатков. Они пожароопасны, неблагоприятно влияют на окружающую среду, приготовление и использование таких жидкостей в условиях низких температур затруднено.

На месторождениях с АНПД в качестве ЖГС хорошо зарекомендовала себя загущенная нефть. Загущение и структурообразование нефти производилось натровыми мылами жирных и нафтеновых кислот. Такая ЖГС включала в себя 95% безводной дегазированной нефти, 4% смеси гудронов растительных и животных масел (или СМАД) и 1% каустической соды. Она характеризовалась следующими технологическими свойствами: плотность  $940\text{...}960 \text{ кг/м}^3$ ,

условная вязкость 70...75 с, статическое напряжение сдвига (СПС) 1...2/2...3 Па, фильтрация 6...8 см<sup>3</sup>/30 мин. Компоненты совмещались на поверхности и смесь неоднократно прокачивалась через скважину, подготовленную к ремонту. Повышенная температура на забое скважины и постоянное движение жидкости обеспечивали равномерное распределение компонентов в её объёме и омыление кислот в течение 2...3 циклов. Несмотря на длительный срок воздействия жидкости на продуктивный пласт (2...4 мес), сокращалось время освоения скважин, увеличивалась добыча нефти на одну операцию капитального ремонта [20]. Но использование данной смеси не представлялось возможным в скважинах с повышенными пластовыми давлениями.

Для глушения скважины в условиях сильно дренированных пластов Д.А.Галян и Н.М.Комаровой [16] предложено использовать высоковязкие обратные эмульсии на основе гидрофобного мела. В качестве дисперсионной среды здесь используется дизтопливо, а дисперсной фазы- вода любой степени минерализации. Эмульгатором, стабилизатором и структурообразователем является гидрофобный мел, который получают гидрофобизацией сепарированного мела синтетическими жирными кислотами (СЖК). Для лучшего диспергирования водной фазы в дизтопливе используют кальцинированную соду. Достаточные скорость и время перемешивания- основные условия для приготовления устойчивой тиксотропной эмульсии.

Обратные эмульсии на основе СЖК в качестве эмульгатора приготавливают растворением их в дизтопливе и последовательным введением технической воды и свежеприготовленного гидроксида кальция при интенсивном перемешивании. Образующиеся кальциевые мыла СЖК стабилизируют эмульсию и придают ей необходимые структурно-реологические и фильтрационные свойства, в том числе и при повышенных температурах. Утяжеление системы при необходимости производят мелом или баритом.

Обратные эмульсии в качестве дисперсионной среды могут содержать легкую нефть или другие нефтепродукты. Г.А.Орловым с соавторами разработана обратная эмульсия на основе газового конденсата после его суточного отстоя. В качестве эмульгаторов использовали эмультал и СМАД-1, а дисперсной фазы - морскую воду и водный раствор хлорида кальция. Плотность эмульсии достигала  $1260 \text{ кг/м}^3$ , условная вязкость  $140\text{...}220 \text{ с}$ , СПС  $6\text{...}38/9\text{...}41 \text{ дНа}$  [21, 22, 23]. Эмульсии готовили в открытой ёмкости с использованием цементирующего агрегата и диспергатора. Использование предложенной эмульсии на Узеньском месторождении обеспечило пуск скважин в работу без освоения в нослеремонтный период и увеличение дебита в среднем на 15%. Последнее объясняется способностью тяжёлых фракций газоконденсата растворять асфальтеносмолистые и парафиновые отложения, кольматирующие поры ПЗП.

Аналогичные результаты глушения скважин обратными эмульсиями и их состав на основе наиболее широко используемого в отрасли эмульгатора ЭС-2 представлены в работах [21, 24, 25].

К ЖГС на углеводородной основе относятся также мицеллярные растворы (составы с очень низкими значениями межфазного натяжения на границе "нефть-вода"), способствующие самопроизвольному вовлечению в них значительных объёмов воды при неограниченном смешивании с углеводородами.

Обратные мицеллярные растворы плотностью  $1160\text{...}1170 \text{ кг/м}^3$ , приготовленные на основе нейтрализованного черного контакта (НЧК) и пластовой воды, были использованы при перфорации и глушении скважин Ивановского месторождения [26]. Данный раствор наряду с высокой поверхностной активностью на границе с углеводородами (межфазное натяжение равно сотым и тысячным долям единицы  $\text{мН/м}$ ) и моющей способностью солубилизирует (коллоидно поглощает) до 20% воды к собственному объёму. Объём устойчив до температуры  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ . При



глушении скважин мицеллярный раствор в количестве 4...6 м<sup>3</sup> помещали в зону фильтра, выше - столб пресной воды для противодействия на пласт. В среднем показатели эксплуатации скважин, на которых применяли мицеллярный раствор, в 1.6...1.8 раза выше показателей скважин, где в качестве ЖГС применяли воду.

Таким образом, ЖГС на углеводородной основе представлены обратными эмульсиями с широким диапазоном технологических свойств. Однако плотность таких систем, не содержащих твёрдой фазы и используемых в промысловых условиях, не превышает 1160 кг/м<sup>3</sup>. Актуальной является задача получения обратных эмульсий большей плотности на основе тяжёлых рассолов в качестве дисперсной фазы.

За рубежом большое внимание уделяется сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при строительстве и эксплуатации скважин. Чаще всего ЖГС рассматривают совместно с жидкостями для заканчивания скважин, считая, что они должны отвечать одинаковым требованиям и обеспечивать максимальный приток нефти при последующей эксплуатации скважин.

Для ремонта скважин в зарубежной практике также применяют жидкости на углеводородной и водной основах [28, 29]. Жидкости на углеводородной основе представлены обратными эмульсиями, в которых непрерывная фаза - дизтопливо, специальные масла или сырая нефть. Применяют их преимущественно при высоких температурах (до 260 °С) и плотностью (до 2500 кг/м<sup>3</sup>).

Жидкости на водной основе разделяют на обычные глинистые растворы, чистые рассолы и специальные полимерные системы.

Несмотря на относительную дешевизну и доступность глинистых растворов, они наименее подходящие при ремонте скважин.

В настоящее время за рубежом резко возросло использование в качестве ЖГС водных растворов минеральных солей или чистых рассолов. Однако

очищенные рассолы высокой плотности могут стать причиной осложнений, связанных с их интенсивным поглощением в пласт, так как они не содержат материалов для закупорки пор. После поглощения рассола во время ремонтных работ дебит скважин, существовавший до ремонта не достигается [27].

Рассолы не обладают взвешивающей способностью, что приводит к седиментации на забой твердых частиц при остановке циркуляции в процессе глушения скважин. Растворы солей чувствительны к загрязняющим материалам. При контакте с углекислым газом в пласте образуется бикарбонат кальция. Компоненты, присутствующие в ПЗП: вода, каустическая сода, кальцинированная сода, известь, буровой раствор, цементный шлам, а также различные ионы, попадающие в рассол из недостаточно чистой тары, затрудняют регулирование и поддержание химического состава и свойств рассола. Высокоплотные рассолы кристаллизуются при довольно высоких температурах окружающей среды, что сопровождается снижением плотности и вязкости жидкости. Рассолы поглощают влагу из атмосферы, в результате чего их плотность уменьшается. В процессе применения следует учитывать возможность термического расширения и снижение плотности рассолов, которые зависят от концентрации солей и их природы. При высоких температурах возрастает коррозионная активность высокоплотных рассолов. Это требует постоянного контроля за pH систем, применения соответствующих ингибиторов коррозии и реагентов.

Особое внимание уделяется степени чистоты солевых растворов, так как экспериментальные исследования показали, что применение загрязнённых жидкостей может более чем на 80% снизить проницаемость пласта. Разработанные за рубежом системы очистки рассолов позволяют удалить твёрдые частицы размером до 2 мкм. Несоблюдение необходимой чистоты рассолов делает их более опасными для продуктивного пласта, чем глинистые растворы на водной основе [3].

На месторождениях с пластовым давлением, близким к гидростатическому, в качестве ЖГС без твёрдой фазы используют пластовую воду, добываемую из продуктивных обводнённых скважин разрабатываемых залежей, а также морскую воду. Плотность таких жидкостей 1020...1140 кг/м<sup>3</sup>. Остальной объём чистых рассолов различной плотности представлен водными растворами солей и их смесей. На рисунке 1.2 приведены состав и максимальные значения плотности рассолов.

Электролиты	Максимальная плотность рассолов, кг/м <sup>3</sup>
NH <sub>4</sub> Cl	1070
KCl	1170
NaCl	1200
MgCl <sub>2</sub>	1300
KBr	1370
CaCl <sub>2</sub>	1400
NaBr	1510
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1550
CaBr <sub>2</sub>	1820
ZnBr <sub>2</sub>	2300
NaCl+Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1200...1270
NaCl+CaCl <sub>2</sub>	1200...1400
NaCl+NaBr	1200...1510
CaCl <sub>2</sub> +CaBr <sub>2</sub>	1400...1810
CaBr <sub>2</sub> +NaBr	1800...2300
CaCl <sub>2</sub> +CaBr <sub>2</sub> +ZnBr <sub>2</sub>	1800...2300

Рисунок 1.2 Физические свойства электролитов

Химические составы рассолов во многом определяются концентрацией входящих в их состав солей. Растворимые в воде газы (сероводород, углекислота) хуже растворяются в высококонцентрированных рассолах, однако в последних могут растворяться нерастворимые в воде материалы. Например, в рассолах с высоким содержанием бромида цинка присутствует в растворённом состоянии гидроокись цинка, которая выпадает в осадок при разбавлении рассолов водой. Каустическая сода и цемент вступают в нежелательные реакции с тяжёлыми рассолами. Гашеная известь в них растворяется, а карбонаты кальция и хлорида натрия выпадают в осадок. Смешивание тяжёлых рассолов с буровыми растворами на водной основе приводит к коагуляции последних.

При проникновении в ПЗП рассолы вызывают образование высокоустойчивых эмульсий, разрушение которых может быть

достигнуто путём ввода соляной кислоты и других активных растворителей.

С целью предупреждения глубокого проникновения фильтрата в продуктивный пласт разработаны специальные полимерные системы. В качестве агента, регулирующего вязкостные и фильтрационные свойства ЖГС, используют не бентонит, а различные полимерные загустители. Полимерные системы в зависимости от типа применяемого полимера могут быть тиксотропными и нетиксотропными. Нетиксотропные ЖГС обладают повышенной вязкостью, но не способны к гелеобразованию. Их применение ограничено лишь необходимостью повысить выносящую способность при циркуляции. Тиксотропные ЖГС характеризуются значительной вязкостью и структурированностью, что позволяет им удерживать во взвешенном состоянии твёрдые частицы длительное время после прекращения циркуляции жидкости.

Предотвратить загрязнение пласта в результате физико-химического взаимодействия ЖГС с породой или пластовыми флюидами можно путём снижения до минимума фильтрационных потерь и поглощения жидкости [65].

Фильтрационные свойства чистых рассолов регулируют: снижением плотности ЖГС для уменьшения гидростатического давления на пласт; увеличением вязкости жидкости добавкой полимерных загустителей; введением твёрдых частиц кольматантов для временной закупорки пор продуктивного пласта.

К добавкам, регулирующим вязкость рассолов, предъявляются следующие требования: они не должны терять свои свойства в присутствии электролитов или при загрязнении жидкости; при воздействии на пласт классическими методами (кислотная обработка и др.) они должны легко растворяться в порах пласта и на забое скважины; вязкость раствора не должна изменяться с увеличением температуры [30].

Повышение вязкости рассолов обеспечивают следующие добавки природных и синтетических коллоидов:

-крахмалы - полисахариды, выделенные из картофеля, риса, пшеницы, кукурузы, частично растворимые в воде, но недостаточно термостойкие;

-КМЦ - производные целлюлозы, различающиеся по степени полимеризации, концентрации и чистоты.

КМЦ менее чувствительна к температуре, не подвергается ферментации, её эффективность уменьшается с увеличением минерализации жидкости;

-карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза (КМГЭЦ) и гидроэтилцеллюлоза (ГЭЦ) - производные целлюлозы, которые растворимы в 15% HCl;

-биополимеры- образуются при бактериальной ферментации гидрата углерода, растворимы в пресной и солёной воде, дают взвешенные коллоиды;

-резины - полимеры натуральной резины, практически не используются из-за необходимости просеивания и значительного негативного влияния на пласт;

-синтетические полимеры - полиакриламид (ПАА), полиоксиэтилен (ПОЭ) обладают хорошей загущающей способностью.

Для регулирования фильтрационных свойств чистых рассолов плотностью 1090...2300 кг/м<sup>3</sup> разработан загуститель нового типа, представляющий собой низкомолекулярное азотистое соединение [30]. В отличие от традиционно используемых полимеров данный реагент вызывает предельное увеличение вязкости рассолов без образования комков в течении 3...5 мин. Рассолы, содержащие это соединение, дают незначительное и кратковременное снижение проницаемости продуктивного пласта.

Регулирование фильтрационных свойств ЖГС, представленных чистыми рассолами, может быть осуществлено введением в их состав твердых наполнителей-кольматантов. Основной функцией этих

наполнителей является способность образовывать на поверхности фильтрации в скважине малопроницаемую корку, которая затем может быть удалена. В соответствии с этим кольматанты делятся: на кислото-, нефте-, водорастворимые.

К кислоторастворимым наполнителям относятся: гранулированные карбонаты кальция, магния, железа, их частицам легко придать форму и размер, которые способствуют временной кольматации пор в пласте [28]. Солянокислотная обработка пласта после применения ЖГС, включающих соответствующие наполнители, имеет ряд недостатков. В ПЗП остаются участки, в которых не достигается контакт кислоты с проникшими туда твёрдыми частицами; кислотная обработка неоднородна во всём интервале обрабатываемого участка ствола скважины по объёму и длительности контакта, необходимого для завершения реакции; она может вызвать частичное разрушение матрицы пласта с высвобождением нерастворимых твёрдых частиц.

Разработаны растворимые в воде наполнители-кольматанты - специально подобранные по размеру частиц минеральные соли, которые не растворяются в ЖГС на основе близкого к предельному насыщению солевого раствора. После окончания ремонтных работ требуется дополнительная операция по удалению фильтрационной корки из такого материала, осуществляемая промывкой скважины пресной водой или вымыванием водой, содержащейся в продукции скважин, что опять приводит к попаданию водной фазы в ПЗП. Соли для приготовления ЖГС и водорастворимая соль выбираются из группы: хлористый натрий и калий, хлорид кальция, сульфат натрия, карбонат натрия, бромид кальция, карбонат калия и их смеси. В последнее время в качестве кольматанта применяется хлорид натрия.

В качестве нефтерастворимых наполнителей кольматантов используют растворимые в нефти резины и смолы. Образующаяся из них в ПЗП

фильтрационная корка удаляется промывкой забоя, углеводородными растворителями или нефтью.

Необходимо отметить, что практически все кольматанты используются в совокупности с полимерными регуляторами вязкостных и фильтрационных свойств рассолов, а также с добавлением деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, бактерицидов, термостабилизирующих добавок и поглотителей кислорода [27, 31]. Но использование их приводит к усложнению и удорожанию работ.

Использование ЖГС на водной высокой концентрации обуславливает необходимость применения ингибиторов коррозии.

Наиболее эффективными ингибиторами коррозии в солевых растворах являются плёнкообразующие азотосодержащие ПАВ, в частности катионные. Выбор вида и концентрации ингибиторов следует производить индивидуально для каждого конкретного типа ЖГС и условий её применения.

По результатам проведенного литературного обзора можно сделать следующие **выводы**:

1. Обобщение результатов лабораторных и промышленных исследований по влиянию ЖГС на коллекторские свойства продуктивных пластов свидетельствует о необходимости тщательного их выбора с целью снижения поглощений, времени освоения скважин и предупреждения падения дебитов нефти в послеремонтный период.

2. В плане использования водных ЖГС первоочередными являются задачи их глубокой очистки от механических примесей, специальной обработки соответствующими структурообразователями, ингибиторами коррозии, пеногасителями, поглотителями агрессивных газов, ПАВ-понижителями межфазного натяжения и гидрофобизаторами горной породы.

3. В процессе вскрытия продуктивных пластов и при проведении ремонтных работ на скважинах с целью недопущения изменения

нефтегазонасыщенности и сохранения ФЕХ пласта предпочтение следует отдавать жидкостям на углеводородной основе.

Вместе с тем в настоящее время этим вопросам в отрасли уделяется не достаточно внимания. Практически не налажено производство требуемых ингибиторов коррозии, наполнителей-кольматантов и других реагентов, а также не разработаны научные основы их применения в ЖГС. Обеспечение отрасли новыми технологическими жидкостями для глушения скважин требует и нового подхода к обустройству стационарных узлов по приготовлению и обработке ЖГС, критического анализа эффективности используемых и разработки новых составов во взаимосвязи с условиями разработки месторождений нефти и газа.

### **1. 3 Технология глушения скважины**

Кроме поиска оптимальной основы жидкости глушения, модифицирующих ее добавок, оценки целесообразности применения блокирующего состава и его рецептуры, выбор технологии глушения заключается в определении:

- количества циклов,
- направления закачки,
- скорости закачки,
- способа доведения первой пачки.



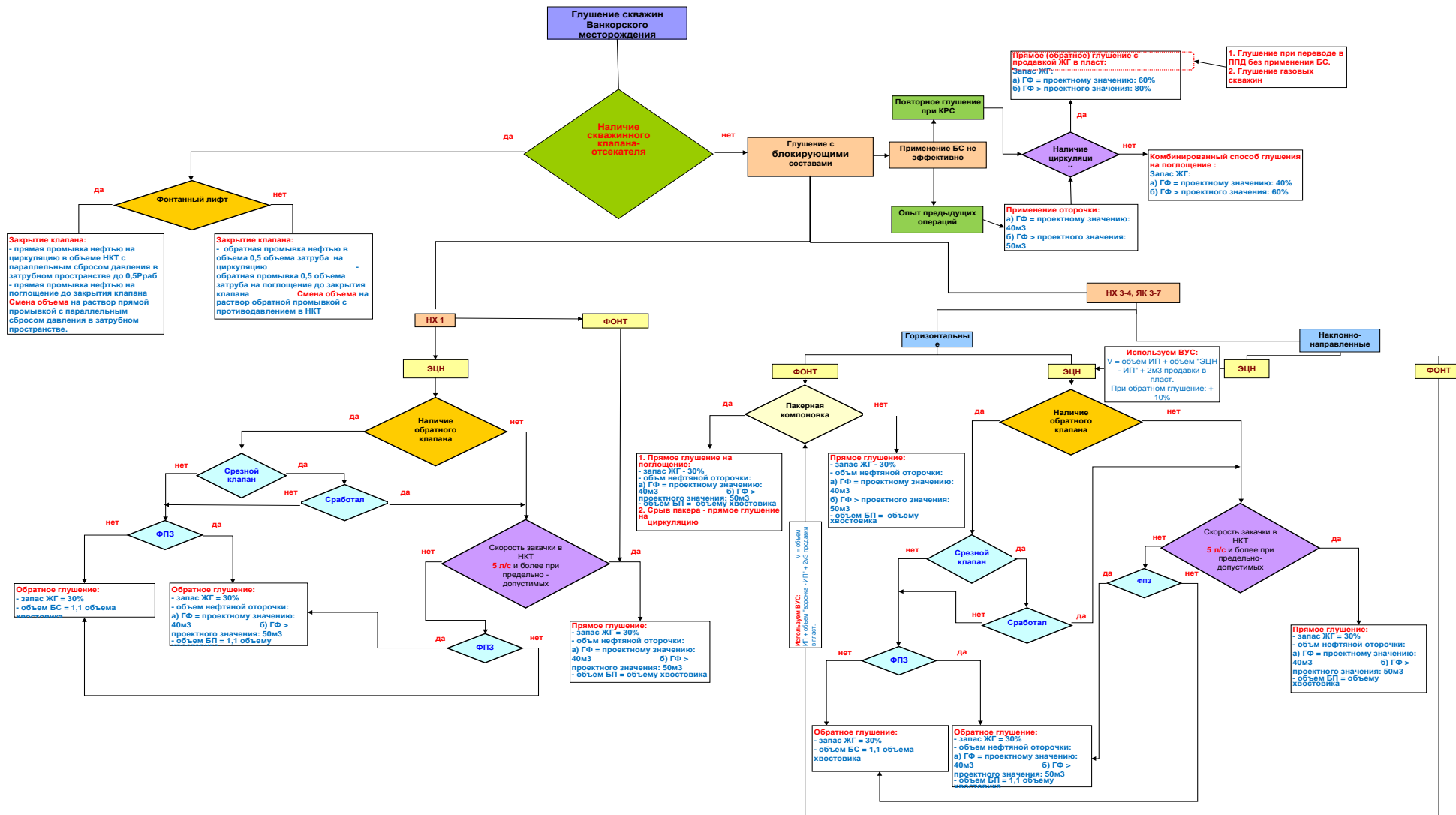


Рисунок 1.3 – Схема глушения скважин

### 1.3.1 Количество циклов глушения

В зависимости от вида насосного оборудования, глубины его спуска, давления и коллекторских свойств пласта, глушение производится заменой скважинной жидкости:

- одноцикличной, (рис1.3.1)
- двух- или многоцикличной.

Условия глушения скважин в 1 цикл:

- низ колонны НКТ спущен до интервала перфорации или размещен не выше 150 метров от верхних перфорационных отверстий;
- низ колонны, установлен выше 150 м от интервала перфорации, если есть возможность продавливания в продуктивный пласт поднасосной жидкости;

Глушение скважин в два и более цикла производится при нахождении ГНО на 150 м выше верхних перфорационных отверстий и низкой проницаемости пласта, обуславливающей невозможность закачки жидкости глушения на поглощение.

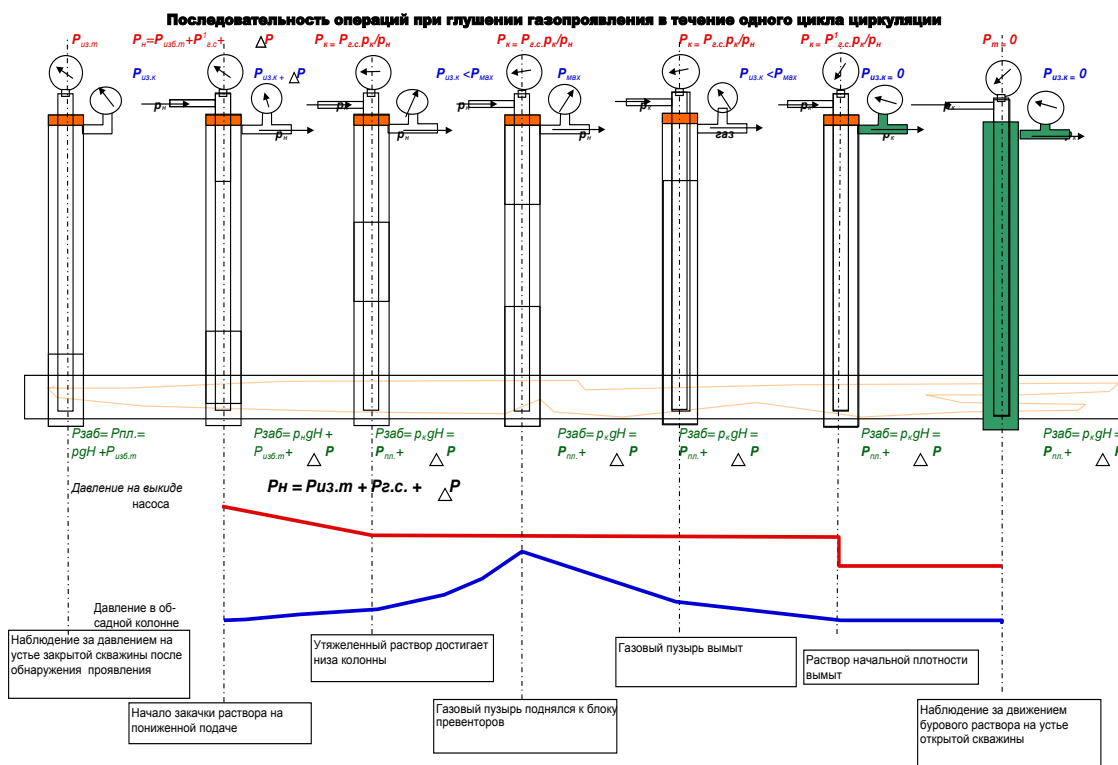


Рисунок 1.3.1 – Условие глушения скважины в 1 цикл

### **1.3.2 Направление закачки жидкости глушения**

Прямой способ осуществляется посредством нагнетания жидкости глушения в трубное пространство НКТ. Обладает рядом преимуществ:

- меньшая продолжительность операции,
- меньшее рабочее давление, создаваемое насосным агрегатом,

отсутствие противодвижения жидкостей: закачиваемой ЖГ и всплывающей скважинной жидкостью.

При обратном способе жидкость глушения закачивается в межтрубное пространство между эксплуатационной колонной и колонной НКТ. Способ оправдан при невозможности сбивания циркуляционного клапана насоса или при рисках непрохождения жидкости глушения через подземное оборудование способом прямой закачки.

### **1.3.3 Скорость закачки жидкости глушения**

Скорость закачки ЖГ определяется величиной пластового давления:

АВПД – максимальная, превышающая производительность скважины, при исключении превышения давления закачки предельно допустимых величин (давление опрессовки эксплуатационной колонны);

Нормальное или АНПД – в целях минимизации репрессии на продуктивный пласт и снижения объемов поглощения скважинной жидкости продуктивным платом, с учетом практического опыта оптимальна закачка 200 литров ЖГ в минуту (3 л/с).

Для месторождений, характеризующихся низкой проницаемостью продуктивных пластов или высоким содержанием глинистых минералов в составе коллектора нефти, доведение первой пачки жидкости глушения до забоя скважины более целесообразно способом осаждения. Первая пачка жидкости глушения замещается в режиме циркуляции и располагается в

затрубном пространстве от уровня приема глубинного насоса и выше. Скважина оставляется в покое на необходимое для осаждения первой пачки на забой время.

Расчетное время оседания жидкости глушения, определяют по формуле:

$$T = H / V, \text{ с}, \quad (1.3.1)$$

где:

$H$  – расстояние от приема насоса (низа хвостовика) до забоя скважины, м,

$V$  – скорость замещения жидкостей, м/с (ориентировочно можно принять 0,04 м/с либо 144м/час)

Превышение избыточного давления при закачке раствора глушения через УЭЦН (прямой промывкой) выше 60 атм. возможно по согласованию с технологической службой ЦДНГ и ОС ТКРС УДНГ. Во всех остальных случаях величина избыточного давления ограничивается давлением опрессовки эксплуатационной колонны.

Для предотвращения кристаллизации солей, выпадения АСПО или гидратообразования в скважине и экстремальных воздействий на эксплуатационную колонну температура закачиваемой жидкости глушения не должна быть ниже 20°С. При закачке нефтяной оторочки перед глушением для прогрева ствола скважины возможно применение агрегата для депарафинизации

### 1.3.4 Расчет параметров глушения скважин

При подготовке плана работ посредством математического расчета определяются приведенные ниже показатели.

Требуемая плотность жидкости глушения определяется из расчета создания столбом жидкости глушения давления, превышающего текущее пластовое на соответствующую требованиям ПБ 08-624–03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величину:

-10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>);

-5 % для более глубоких скважин (интервалов от 1200 до проектного забоя), но не более 2,5...3 МПа (25...30 кгс/см<sup>2</sup>).

Формула расчета плотности жидкости глушения:

$$\rho_{ж.г} = \frac{P_{пл} \cdot 10^6}{gH}, \quad (1.3.2)$$

где:

$\rho_{ж.г}$  – плотность жидкости глушения, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа (по карте изобар или в результате исследования);

$H$  – расстояние от устья скважины до верхних интервалов перфорации по вертикали (в практике работ до кровли пласта), м

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $g = 9,81$

Например, глубина кровли продуктивного пласта составляет 960 м. Пластовое давление 9,5 МПа (95 кгс/см<sup>3</sup>). Определим необходимую плотность жидкости для глушения скважины.

$$\rho_{ж.г} = \frac{(9,5 + 0,95) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 960} = 1109 \text{ кг/м}^3$$

где:

0,95 – минимальное значение репрессии, рассчитанное для скважин глубиной до 1200 м согласно требованиям ПБ 08-624–03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

Для скважин, в которых вскрыто несколько пластов с разными пластовыми давлениями, в расчётах принимается величина расстояния до кровли пласта с более высоким пластовым давлением. При этом для предотвращения поглощения жидкости пластом с меньшим пластовым давлением или для исключения кольтматации ПЗП скважины раствором глушения, первый объём жидкости глушения должен быть блокирующим составом.

При указании в плане работ заниженной величины пластового давления, плотность примененной ЖГ может не обеспечить надежного глушения скважины. На буфере скважины создается избыточное давление. В данном случае потребная плотность жидкости глушения уточняется по формуле:

$$\rho_{ж.г} = \frac{(P_{изб} + P_{заб}) \cdot 10^6}{gH}, \quad (1.3.3)$$

где:

$\rho_{ж.г}$  – плотность жидкости глушения, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{заб}$  – забойное давление, создаваемое столбом использованной жидкости глушения, МПа;

$P_{изб}$  – давление на буфере скважины, МПа,

$H$  – расстояние от устья скважины до верхних интервалов перфорации по вертикали (в практике работ до кровли пласта), м.

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $g = 9,81$

При выполнении стандартных операций, оператором по глушению контролируются следующие параметры ЖГ:

- завезенный объем,
- плотность,
- состав ЖГ.

При необходимости корректировка плотности ЖГ производится следующим способом:

Плотность солевого раствора снижается добавлением пресной технической водой, качество которой должно удовлетворять требованиям, настоящего регламента, а потребное количество определяется по формуле:

$$V = (\rho_1 - \rho_2) / (\rho_2 - \rho), \quad (1.3.4)$$

где:

$V$  – объем технической воды для разбавления 1 м<sup>3</sup> исходной жидкости глушения, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_1$  – плотность основы для жидкости глушения, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_2$  – необходимая плотность, по расчету, жидкости глушения, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность технической воды, предназначенной для разбавления, кг/м<sup>3</sup>.

Увеличение плотности ЖГ производится дополнительным вводом и растворением минеральной соли, необходимое количество которой определяется по формуле:

$$Q = \rho_3 \times (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_3 - \rho_2 \times (1 - n) + n \times \rho_3), \quad (1.3.5)$$

где:

$\rho_1$  – плотность основы для жидкости глушения до утяжеления, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_2$  – плотность утяжеленной ЖГ, необходимой по плану для глушения, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_3$  – плотность утяжелителя, кг/м<sup>3</sup>;

$n$  – влажность утяжелителя (доли единицы).

Потребный объем ЖГ определяется как разность между внутренним объемом скважины (с учетом толщины стенки труб эксплуатационной колонны) и объема по телу спущенных НКТ с учетом глубины спуска ГНО.

$$V_{ЖГ} = (V_{ЭК} - V_{НКТ} - V_{ШТ}) \times 1,3, \text{ м}^3, \quad (1.3.6)$$

где:

$V_{ЭК} = (\pi \times D^2 / 4) \times H$  – внутренний объем эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>,

$V_{\text{ЭК}} = (\pi \times D^2 / 4) \times H_{\text{Г}}$  - внутренний объем эксплуатационной колонны горизонтальной скважины, м<sup>3</sup>,

$H$  – глубина скважины по стволу, м,

$H_{\text{Г}}$  – глубина горизонтальной скважины от устья до начала горизонтального участка ствола, м,

$D$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м,

1,3 – коэффициент запаса (от 1,2 до 1,4, подбирается индивидуально для каждой скважины и указывается в плане на глушение),

$V_{\text{НКТ}}$  – объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ, м<sup>3</sup>,

$V_{\text{НКТ}} = (\pi \times (d^2 - d_1^2) / 4) \times H_{\text{СП}}$ , м<sup>3</sup>,

$V_{\text{ШТ}} = \pi \times d^2 \text{ шт}1 / h_{\text{шт}1} + \pi \times d^2 \text{ шт}2 / h_{\text{шт}2} + \dots + \pi \times d^2 \text{ шт } n / h_{\text{шт } n}$

где:

$d$  и  $d_1$  – соответственно наружный и внутренний диаметры насосно-компрессорной трубы, м,

$H_{\text{СП}}$  – глубина спуска насоса, м,

$V_{\text{ШТ}}$  – объем, вытесняемый металлом штанг, м<sup>3</sup> (учитывается при наличии в скважине),

$d_{\text{шт}1}$ ,  $d_{\text{шт}2}$  и  $d_{\text{шт } n}$  – соответственно диаметр штанг первой, второй и  $n$ -ой секции, м,

$h_{\text{шт}1}$ ,  $h_{\text{шт}2}$  и  $h_{\text{шт } n}$  – соответственно длина первой, второй и  $n$ -ой секции штанг, м.

Объем ЖГ первого цикла глушения должен быть не меньше внутреннего объема эксплуатационной колонны в интервале от глубины спуска ГНО (башмак НКТ, низ хвостовика) до искусственного забоя.

Объем ЖГ второго цикла должен: обеспечивать полную замену жидкости в процессе промывки скважины и быть не меньше внутреннего объема эксплуатационной колонны за вычетом объема НКТ в интервале от устья до глубины спуска ГНО (башмак НКТ, низ хвостовика).

Величина запаса жидкости глушения составляет 30 % от потребного объема.



Горизонтальные скважины рекомендуется оборудовать клапанами-отсекателями, чтобы обеспечить полную герметизацию пласта и не допустить попадания ЖГ.

При вероятности значительного поглощения ЖГ, в первую пачку включается блокирующий состав.

## **2 Общие сведения о месторождении**

Ванкорское газонефтяное месторождение расположено на территории Туруханского административного района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск в 300 км к юго-западу от месторождения, как показано на рисунке 2

Месторождение расположено на территории двух лицензионных участков. Лицензия КРР 12564 НР от 02.08.2004 года выдана ЗАО «Ванкорнефть» на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение недр южной части Ванкорского месторождения, лицензия ДУД 10891 НР от 16.05.2000 года выдана ООО «Таймырнефть» на разработку северной части месторождения. Оба этих предприятия входят в состав НК «Роснефть». Срок окончания лицензии ЗАО «Ванкорнефть» - 31.12.2017 года, лицензии ООО «Таймырнефть» - 15.05.2025 года.

В районе работ промышленная инфраструктура отсутствует.

На месторождении пробурено 6 поисковых, 6 разведочных и 1 поисково-оценочная скважины, вскрывшие отложения нижнего мела.

В 2004-2005 гг ООО «Енисейгеофизика» выполнила на месторождении сейсморазведку ЗД. В пределах Южного купола площадь исследования составила 180 км<sup>2</sup>, на Северном куполе - около 200 км<sup>2</sup>. Отстреляно также 400 пог.км профилей 2Д.

Месторождение открыто в 1988 году, в пробную эксплуатацию не вступало.

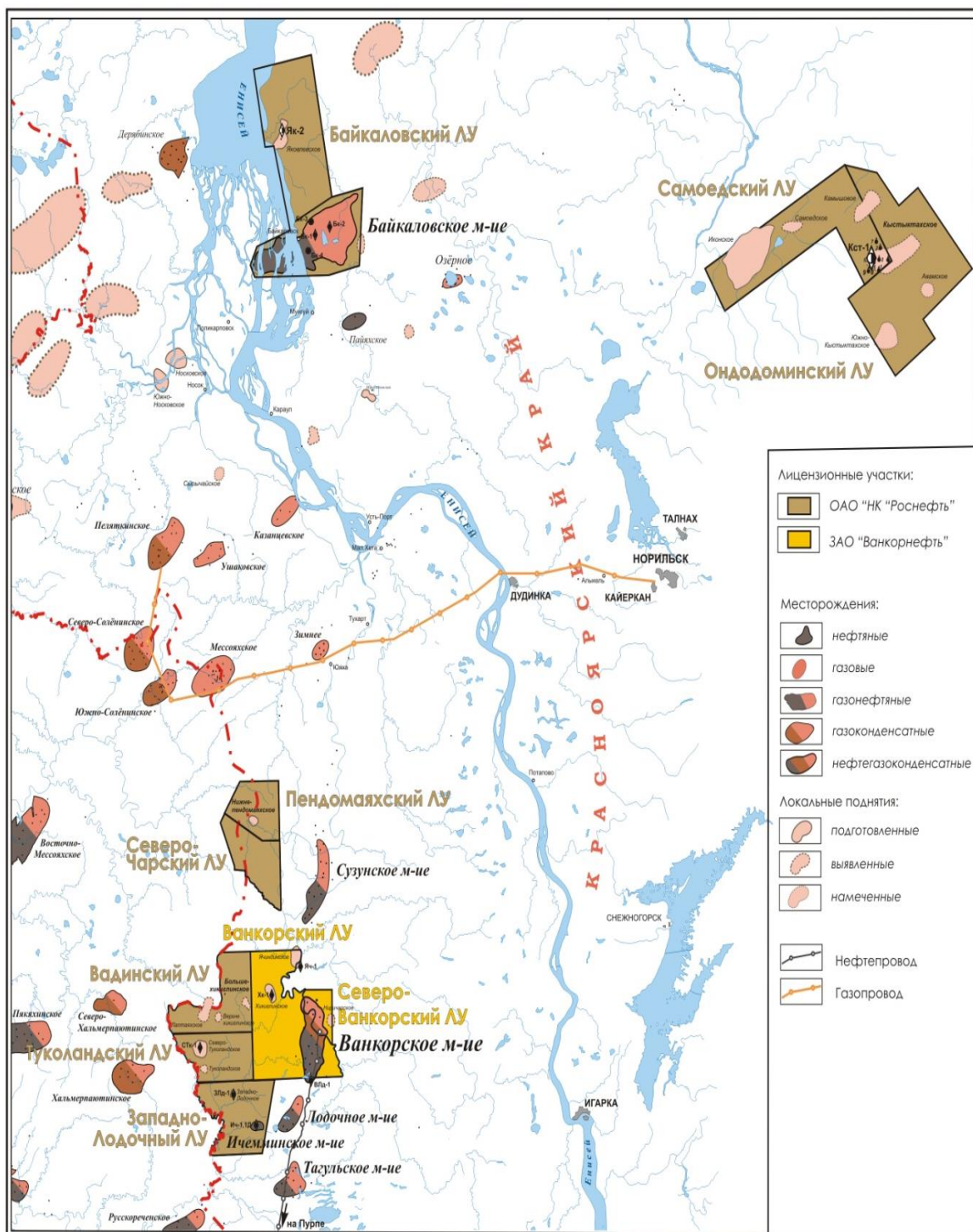


Рисунок 2- Расположение Ванкорского месторождения на карте РФ

В тектоническом отношении Ванкорское месторождение расположено в пределах южного окончания Большехетской структурной террасы, являющейся восточным продолжением Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

Большехетская терраса осложнена небольшими структурами II порядка: Долганским структурным заливом, Сузунским и Лодочным валами. Ванкорская складка осложняет северное окончание Лодочного вала. Лодочный вал имеет субмеридиональное простирание, размеры его составляют 70x25 км и помимо Ванкорского он осложнен Лодочным и Тагульским поднятиями.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорской площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных этажа - доюрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол. Доюрское основание слагают глубоко метаморфизированные и интенсивно дислоцированные магматические и осадочные породы архейско-нижне-среднепротерозойского возраста (кристаллический фундамент), преимущественно осадочные, метаморфизированные отложения верхнего протерозоя -нижне- среднепротерозойского возраста (так называемый параплатформенный структурный ярус) и вулканогенно-терригенные угленосные образования карбона.

### 3 Геология месторождения

#### 3.1 Геолого-физическая характеристика месторождения

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорской площади связаны с продуктивными пластами долганской (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I, Як-II-IV) и нижнехетской свит (пласты Нх-I, Нх-III-IV), показанных на рисунке 2.1

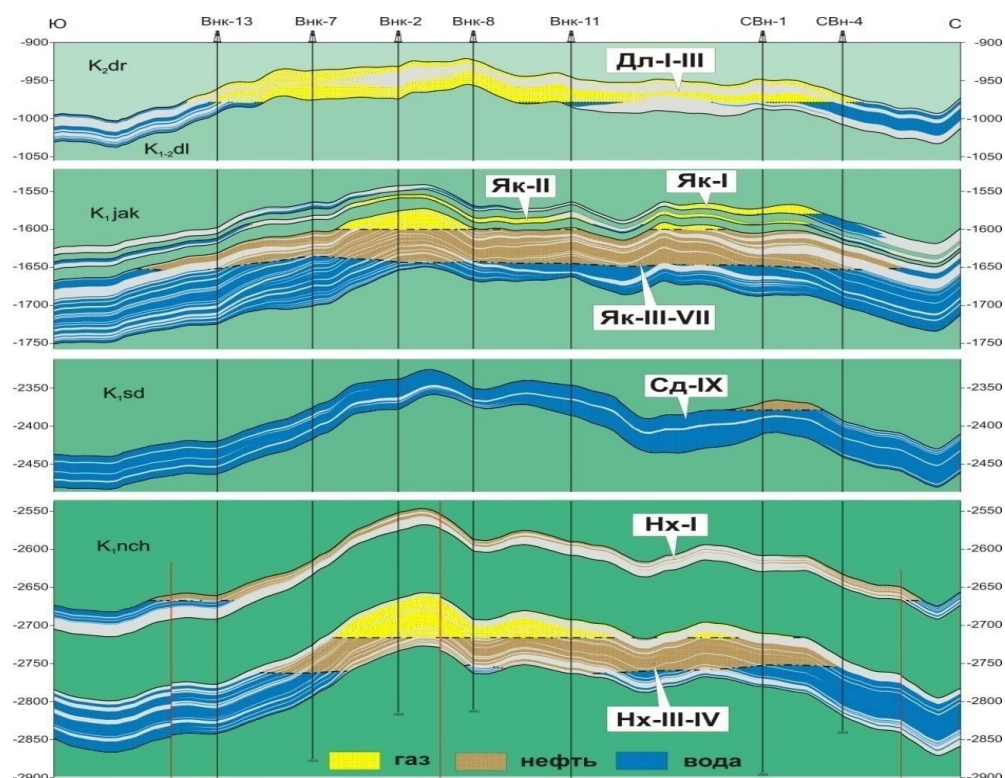


Рисунок 3.1 – Продуктивные пласты Ванкорского месторождения

**Залежь пласта Дл-I-III.** Газовая залежь пласта Дл-I-III вскрыта скважинами СВ-1 (Северный купол) и ВН-1/2, ВН-4/6, ВН-9, ВН-10 (Южный купол). Залежь является пластовой, сводовой, полностью контролируется структурой, размеры ее составляют 16 x 9 км, газоводяной контакт принят по подошве нижнего газонасыщенного интервала в скважине ВН-6 на абсолютной отметке —978,6 м, высота залежи - около 50 м.

Пласт довольно выдержанный представлен песчаниками и алевролитами, толщиной 40-45 м, при эффективных значениях - 8,3-16,6 м. Газонасыщенные толщины достигают 9,8-11 м, при средних значениях 5,1 м. Пласт характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, что связано с условиями осадконакопления в сеноманское время (русловые отложения).

Промышленные притоки газа получены как на Северном, так и на Южном куполах. В скважине СВ-1 максимальный дебит газа на шайбе 10,7 мм составил 160 тыс.м<sup>3</sup>/сутки, в скважине ВН-6 - 104,8 тыс.м<sup>3</sup>/сутки на шайбе 9,1 мм.

**Залежь пласта Як-I.** Промышленная газоносность пласта Як-1 установлена при опробовании скважины СВ-1 на Северном куполе, в которой из интервалов 1603-1611, 1622-1625м получен приток газа дебитом 222,4 тыс.м<sup>3</sup>/сутки на шайбе 10мм. Промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что приток получен из обоих интервалов, в связи с чем ГВК принят по подошве нижнего продуктивного пропластка на отметке - 1579,5 м. На Южном куполе, в пределах большей его части коллектор заглинизирован. Залежь является пластовой, сводовой, литологически экранированной. Линия замещения коллектора проходит между скважинами ВН-9 и ВН-6.

Газонасыщенный коллектор представлен прослоями песчаников алевролитов эффективной толщиной от 0,2 до 5,1 м при суммарном значении до 7,0 м. Размеры залежи составляют 12,5 x 3 км, а высота около 15 м.

**Залежь пласта Як-II-VII.** Залежь пласта Як-II-VII является массивной с газовой шапкой, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м<sup>3</sup>/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7тыс.м<sup>3</sup>/сутки на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10. В скважине ВН-6 опробовано 4 объекта в интервале 1640-1688 м, из которых

получен притоки нефти дебитом 21,7 - 74 м<sup>3</sup>/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м<sup>3</sup>/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м<sup>3</sup>/сут получен из интервала 1686 - 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

***Залежь пласта Нх-I.*** Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах, в 3 из которых выполнено опробование. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7 - 49,6 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 9 и 6 мм соответственно (скв. ВН-4 и ВН-9).

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 x 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине ВН-5 -2635 м, установленной по данным ГНС.

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках -2543-2565 м, а на крыльях и периклиналях - -2614-2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2 - 3,8 м, при суммарных значениях - 1,0 - 11,0 м.

***Залежь пластов Нх-III-IV*** Газонефтяная залежь пластов Нх-III-IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой, с большой газовой шапкой, вскрыта в 6 скважинах. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках -2670-2729 м.

Литологический состав пластов-коллекторов довольно однообразен. Это песчаники и алевролиты с тонкими прослоями аргиллитов и глин. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м. Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов представлены в Таблице 1.2.

В тексте отчета, таблицах и рисунках в основном приведены сведения по коллекторам, покрышки и перемычки практически не охарактеризованы.

Яковлевская свита исследована по керну, поднятому из 6-ти скважин: исследовано 110 образцов по пористости, 98 образцов по проницаемости и 41

образец - остаточная вода. Величины средних значений и диапазоны изменения параметров по ГИС, полученные в результате поточечной обработки, смещены в сторону больших значений. Для подсчета запасов и моделирования, по-видимому, взяты значения по ГИС.

Нижнехетская свита охарактеризована стандартными исследованиями керна более полно: пористость определена на 206 образцах, проницаемость на 197 образцах, остаточная водонасыщенность 135 образцов. К сожалению параметры не разделены на подсчетные объекты - нижнехетская свита охарактеризована как один объект, хотя НхI и НхIII-IV являются не только разными подсчетными объектами, но и разными объектами разработки. Пласт НхI характеризуется явно худшими коллекторскими свойствами, проницаемость его на порядок меньше, чем в нижележащем горизонте. Гидродинамические исследования выполнены в малом объеме. Определение коэффициентов вытеснения на керне Ванкорского месторождения не проводилось.

В процессе последующих работ должна быть проведена детальная корреляция продуктивных отложений с позиций их большей дифференцированности, отбор керна и проб флюидов в новых скважинах и проведения на этой основе соответствующих лабораторных исследований, совершенствование петрофизической основы для более точного выделения коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств, проведение качественного тестирования пластов в новых скважинах, а так же гидродинамических исследований.

В новых скважинах необходимо отобрать дополнительный керн, поскольку продуктивные пласты образцами керна представлены крайне неравномерно и в недостаточной степени. При этом следует использовать технику и технологию отбора, позволяющую выносить слабосцементированные образцы коллекторов, получившие развитие в продуктивных прослоях рассматриваемого месторождения (пласты Дл-I-III, Як-I и др.). Лабораторные исследования новых образцов керна необходимо



выполнить с акцентом на определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, поскольку имеющиеся данные свидетельствуют о значительном различии параметров, полученных по керну и по ГИС. Кроме того, на образцах керна необходимо провести опыты по определению физико-гидродинамических характеристик коллекторов и прежде всего по оценке коэффициентов вытеснения, лежащих в основе гидродинамических расчетов при оценке КИН. Также по керну должен быть определен вещественный и гранулометрический состав пород-коллекторов, фильтрационные свойства и распределение флюидов в объеме пространства.

Для дальнейшего изучения физико-химических свойств флюидов при опробовании новых скважин необходим дополнительный отбор проб нефти, газа и воды. Отбор проб нефти и газа должен производиться с соблюдением пластовых термобарических условий, позволяющих получить надежные данные по их составу, а проб воды до отработки притока при постоянстве плотности. Геолого-физическая характеристика пластов Ванкорского месторождения приведена в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Геолого-физическая характеристика пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-995 -1015		-1650 -1671		-2400	-2670	-2750
Тип коллектора	терригенный, поровый						
S нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	208730	30930	72466	274966	17996	329455	290305
Средняя общая толщина, м	44.5	12	6	94	36	54.9	72.8
Средняя газонасыщенная толщина, м	12.2	3.8	2.6	9	-	-	13.9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	2.3	3.8	17.3	5.3	7.3	17.4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина,	12.8	4.8	-	36	15.2	6	22
Коэффициент пористости, доли ед.	0.28	0.27	0.27	0.27	0.2	0.2	0.21

Окончание таблицы 3.1

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	0.44	0.54	0.61	0.6	0.49	0.54
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	476			528.5	167	30.17	175.31
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.47	0.20	0.10	0.70	0.77	0.71	0.68
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5.5	2.8	2.6	14.6	3.5	3.6	12.8
Начальная пластовая температура, °С	12	31	29	34	53	59	65
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9.6	15.8	15.9	15.9	23.5	25.4	27.1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-		-	8.7	1	0.57	0.75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-		-	0.85	0.725	0.693	0.688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	-	0.902		0.902	0.867	0.823	0.845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1.12		1.12	1.377	1.422	1.458
Содержание серы в нефти, %	-	0.2	-	0.2	0.07	0.1	0.1
Содержание парафина в нефти, %	-	0.4	-	2.1	2.6	4.4	3.9
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	15.8	-	15.9	23.5	25.4	27.1
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	-	59.9	-	60.5	177.4	202.3	211
Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.	-	-		0.528	0.494	0.436	0.518

### **3.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек**

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор керна произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевролита. В средней части толщи в интервале 999,0 – 1004,0 м встречен пласт алевролитов, крупнозернистых, неяснослоистых за счет включения хрупких аргиллитов. Встречаются многочисленные растительные остатки. В основании свиты прослеживается (0,8 м) пласт песчаника толщиной 0,8 м, мелко- и тонкозернистого, кварцполевошпатового, некарбонатного, неслоистого, однородного с глинистым цементом.

Коллекторы горизонта Як-I-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности –49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость –42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Смачиваемость пород определялась методом адсорбции на 40 образцах керна из скважины СВ-1 и 20 образцах из скважины ВН-9. По данным экспериментов коэффициент смачиваемости изменялся от 0 (фильность) до 1 (фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно фильными. У них коэффициент смачиваемости: песчаники 0,02 – 0,39; алевролиты 0,01 – 0,21; аргиллиты 0,01 – 0,06.

Полнота вытеснения нефти исследовалась на насыпных моделях, для которых использовался дезинтегрированный керн из скважины ВН-9. Исследования выполнены на установке УИПК-4. Моделировались термобарические условия залегания продуктивных пластов яковлевской и нижнехетской свит. Вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды и газом. Из приведенных данных видно, что с ростом проницаемости модели коэффициент вытеснения увеличивается.

Средневзвешенные значения проницаемости нефтегазонасыщенных частей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV оцениваются величиной 150, 10 и 500 мд соответственно. Этим значениям проницаемости отвечают величины коэффициентов вытеснения (при вытеснении водой) равные 0,575; 0,500; 0,720.

### **3.3 Физико –химические свойства нефти, газа и воды**

Изучение физико-химических свойств нефтей Ванкорского месторождения проведено по данным анализа трех глубинных и трех поверхностных проб, отобранных в ходе геологоразведочных работ в 1988-1997г.г., в поисковых скважинах ВН-4, ВН-5, ВН-6 южной части структуры и пяти глубинных и двух поверхностных проб отобранных из скважины СВ-1 на севере структуры.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скв. ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7 %), малосернистыми (0,15 %) с низким выходом легких фракций (17% до 300 °С), с повышенной плотностью (0,902 г/см<sup>3</sup>). Повышенная плотность нефти характерна для пластов группы Як всего региона.

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,83 – 0,85 г/см<sup>3</sup>, парафинистые (4,6 - 4,8 %), малосмолистые (0,08 - 0,11 %), с высоким выходом легких фракций (43 - 47 % до 300 °С), с температурой замерзания не выше -30 °С.

Разведочные работы на месторождении продолжаются. Учитывая довольно значительные размеры поднятия и, как следствие, выявленных в его пределах нефтяных и газонефтяных залежей, в новых скважинах планируются обширные исследования по опробованию продуктивных пластов и, в том

числе отбору кернa и проб флюидов, что позволит в последующем уточнить соответствующие параметры.

Имеющиеся данные по физико-химическим свойствам нефтей и газов тщательно проанализированы в работе по подсчету запасов УВ (март 2005г.) При этом отмечено различие свойств нефтей на юге и на севере структуры, что дало основание дифференцировать их по указанным участкам с последующим использованием при оценке запасов и в технологических расчетах.

Свойства и состав пластовых вод таблица 3.3 . Гидрохимические исследования пластовых вод Ванкорского месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда ее параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др. Этим обеспечивается не только констатирующий, но и достаточно уверенно прогнозируемый характер получаемых выводов и рекомендаций.

К сожалению, по пластовым водам Ванкорского месторождения имеется лишь три анализа, характеризующих насоновскую, яковлевскую (скв. ВН-6) и нижнехетскую (скв.ВН-4) свиты, в связи с чем были использованы материалы по пластовым водам Большехетского мегавала в целом.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее бмг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%\*экв/л.

Для вод яковлевского горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализации (13,7г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной.

Таблица 3.3 – Состав пластовых вод

Содержание ионов и примесей в пластовой воде			
ионы и примеси	Количество исследованных		содержание мг/л
	скважин	проб	
Cl <sup>-</sup>	2	1	3947.4
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	2	1	5.76
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2	1	378.5
Ca <sup>++</sup>	2	1	84.17
Mg <sup>++</sup>	2	1	21.89
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	2	1	2612.5
Примеси	2	1	н.о.
PH	2	1	8.1

Из микрокомпонентов присутствует бром (170,2мг/л), йод (12,7мг/л), бор (40мг/л), кадмий (0,05мг/л), содержание которых ниже пороговых концентраций, являющихся основанием для отнесения их к промышленным.

В газовом составе преобладает метан (94-99%), при невысоких содержаниях этана (до 0,44%) и бутана (др 0,04%). Доля азота не превышает 5%, а гелия – 0,015-0,03%.

### 3.4 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных.

Запасы нефти и газа утвержденные в ГКЗ Минприроды РФ в 1997 году и числящиеся на Госбалансе.

Основная доля запасов категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> сосредоточена в пласте Як-II-VII - 429,5 млн.т (62%), далее в пласте Нх-III-IV - 214,6 млн.т (31% и в пласте Нх-I - 46,7млн.т (7%). Всего геологических запасов нефти - 691,7 млн.т, извлекаемых - 226,9 млн.т.

Запасы промышленной категории С<sub>1</sub> составляют 16,3% от суммарных запасов.

Судя по существующим пропорциям месторождение относится к слабоизученным и требует доразведки. При этом основной является задача по

переводу запасов нефти и газа и перевода их из категории С<sub>2</sub> в промышленную С<sub>1</sub>. По результатам анализа существующих геолого-геофизических и промысловых данных при дальнейшем проведении геолого-разведочных работ на месторождении, его промышленный потенциал по прогнозу должен увеличиться. Это позволяет сделать вывод о том, что при разбуривании месторождения эксплуатационными скважинами перевод запасов из категории С<sub>2</sub> в промышленную С<sub>1</sub> будет осуществляться без понижающих коэффициентов. Отмеченное позволяет сделать вывод о том, что к моменту ввода рассматриваемого месторождения в разработку (2008-2009 г.г.) степень его изученности и категоричность запасов будут соответствовать существующим требованиям подключения объектов в промышленную эксплуатацию.

Подсчет геологических запасов нефти произведен объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \theta, \quad (3.4.1)$$

где  $Q_{\text{бал}}$  – балансовые (геологические) запасы нефти, тыс. т;

$F$  – площадь нефтеносности, тыс. м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, г/см<sup>3</sup>;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти при переводе ее из пластовых условий в стандартные, доли ед.

Запасы растворенного газа определялись умножением запасов нефти по залежам на газовый фактор. По категориям распределение запасов нефти и газа выполнено с учетом достигнутой степени изученности продуктивных пластов. При этом использованы общепринятые принципы. Категория С<sub>1</sub> выделена на участках залежей, охарактеризованных данными опробования с получением промышленных притоков нефти. Там где нефтенасыщение установлено только по данным ГИС, запасы отнесены к категории С<sub>2</sub>

Запасы свободного газа подсчитаны объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} \cdot [(P_o \cdot a_o - P_{\text{ост}} \cdot a_{\text{ост}}) / P_{\text{ст}}] \cdot [(T_o + t_{\text{ст}}) / T_o + t_{\text{пл}}] \quad (3.4.2)$$

где  $Q_{\text{бал}}$  – балансовые (геологические) запасы газа, млн.м<sup>3</sup>;

$F$  – площадь газоносности, тыс. м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная газонасыщенная толщина, м;



$K_{п}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;  
 $K_{г}$  – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;  
 $P_o$  – среднее начальное пластовое давление, МПа;  
 $a_o$  – поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов  $Z_o$  при давлении  $P_o$ ,  $a_o=1/Z_o$ ;  
 $P_{ост}$  – среднее остаточное давление выработанной залежи, когда  $P_{уст}=P_{ст}$ , МПа;  
 $a_{ост}$  – поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов при  $P_{ост}$ ,  $1/Z_{ост}$   
 $P_{ст}$  – давление при стандартных условиях, 0.1МПа;  
 $T_o$  – температура по шкале Кельвина, 273°С;  
 $t_{ст}$  – стандартная температура, 20°С;  
 $t_{пл}$  – пластовая температура, °С.

**Вывод:** каждый из трех основных объектов Ванкорского месторождения обладает рядом геологических характеристик значительно осложняющих процесс разработки:

-Як 3-7– изменчивость проницаемости, подстилание водой по всей площади, наличие газовой шапки;

-Нх 1– малая мощность, высокая расчлененность, малый контакт с подошвенной водой;

-Нх 3-4 – обширная ГШ, обширная водонефтяная зона, наличие контрастного пропластка супер-коллектора.

Значительные различия в геологическом строении между северной и южной часть месторождения привели к переоценки запасов и потенциала месторождения на разведочной стадии.

Уточнение геологического строения в ходе эксплуатационного бурения позволяет выделить ряд геологических особенностей: наличие разломов, увеличение мощности глинистых пропластков, что привело к сокращению геологических и извлекаемых запасов по сравнению с первоначальными.

## **4 Растворы глушения скважин для Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения**

### **4.1 Рекомендации РН-Ванкор по подбору ремонтно-технологических жидкостей**

Повышение темпов выработки месторождений в сложных геолого-технических условиях требует применения интенсивных схем разработки и уникальной конструкции скважин. Ярким примером масштабного использования для добычи нефти новых для компании технических решений является Ванкорское месторождение. Здесь в условиях наличия в продуктивных пластах суперколлектора и газовой шапки решается сложная задача обеспечения равномерной выработки запасов и предотвращения прорыва газа путем оборудования продуктивного интервала горизонтального участка скважин устройствами регулирования притока Excluder2000 (BakerHughes) и ResFlo (Schlumberger).

Оснащение устройств регулирования притока системой противопесочных фильтров и сложная геометрия потока жидкости по спиральным каналам требует специального и обоснованного подбора ремонтно-технологических жидкостей для контроля поглощения во время подземного ремонта скважин, не повреждающих проходного сечения и каналов этих устройств. Коммерческие материалы для контроля поглощения содержат суспензии твердых частиц (как правило, микрокальцит) и различные полимерные компоненты, могущие оказать негативное влияние на коллекторские свойства пласта.

Скважины пласта Як 3-7. Коллектор яковлевской свиты (Як 3-7) мало чувствителен к контакту с водными растворами глушения. На модели пластовой воды керны Як3-7 показали высокий коэффициент восстановления проницаемости по нефти ( $43,8 \div 53,6\%$ ).

При возникновении риска поглощения жидкости глушения или НГВП (факт поглощения жидкости глушения в прошлые ПРС или снижение

расчетной плотности жидкости глушения ниже  $0,9 \text{ г/см}^3$ ) рекомендуется использовать для контроля поглощения БСГ в объеме, соответствующем хвостовику по длине вскрытого интервала плюс запас 100 метров. В большинстве случаев это соответствует объему БСГ в  $10 \text{ м}^3$ .

При установке в скважинах эквалайзеров Excluder2000 или регулятора притока ResFlo, рекомендуется устанавливать загущенные БСГ без твердой фазы с плотностью БСГ, превышающей плотность жидкости глушения не менее чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ .

При установке в скважинах щелевых фильтров рекомендуется устанавливать суспензионные БСГ (с твердой фазой  $100 \text{ кг/м}^3$ ) с плотностью БСГ, превышающей плотность жидкости глушения не менее чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ .

Скважины пласта Нх 1. Коллектор Нх 1 малопроницаем и чувствителен к контакту с водными растворами глушения. На модели пластовой воды керн Нх 1 (12 мД) показал коэффициент восстановления проницаемости по нефти 23,1%.

При возникновении риска поглощения жидкости глушения или НГВП (факт поглощения жидкости глушения в прошлые ПРС или снижение расчетной плотности жидкости глушения ниже  $0,9 \text{ г/см}^3$ ) рекомендуется использовать для контроля поглощения БСГ в объеме, соответствующем хвостовику по длине вскрытого интервала плюс запас 100 метров. В большинстве случаев это соответствует объему БСГ в  $10 \text{ м}^3$ .

При установке в скважинах эквалайзеров Excluder2000 или регуляторов притока ResFlo рекомендуется устанавливать загущенные БСГ без твердой фазы с плотностью БСГ, превышающей плотность жидкости глушения не менее чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ .

При установке в скважинах щелевых фильтров рекомендуется устанавливать суспензионные БСГ (с твердой фазой  $100 \text{ кг/м}^3$ ) с плотностью БСГ, превышающей плотность жидкости глушения не менее чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ .

Скважины пласта Нх 3-4. Коллектор Нх 3-4 чувствителен к контакту с водными растворами глушения. На модели пластовой воды керны Нх 3-4 показали коэффициент восстановления проницаемости по нефти  $26,0 \div 38,3\%$ .

Особенностью пласта Нх 3-4 является наличие суперколлектора, средней толщиной по скважинам 5 м, проницаемость которого достигает 2 Дарси. Кроме того, в нижней части пласта встречается интервал с повышенными коллекторскими свойствами, не имеющий выдержанного площадного распространения (рис 4.1).

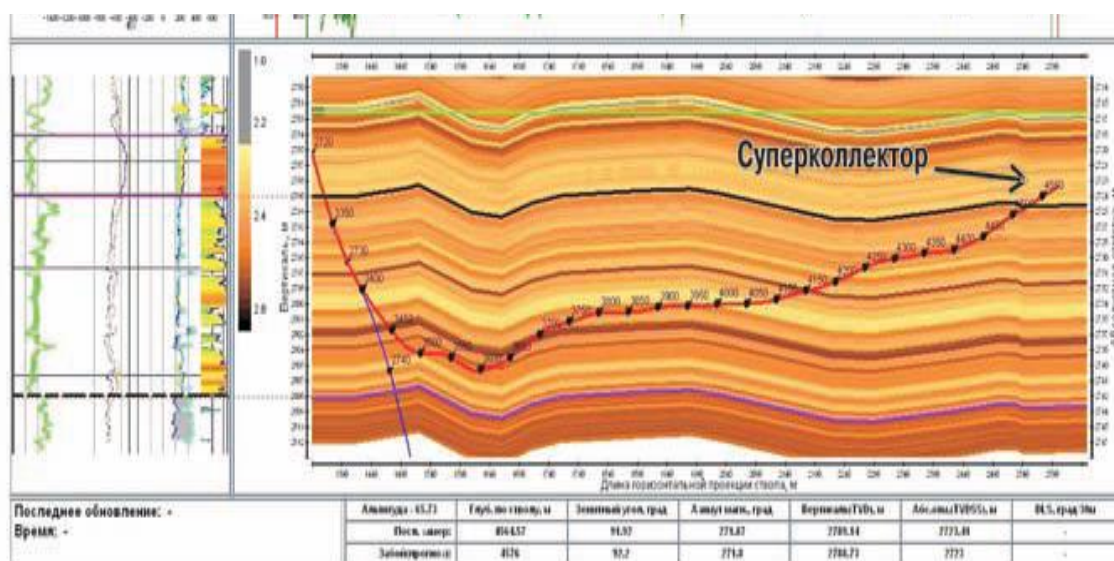


Рисунок 4.1 – Проводка скважин в пласте Нх 3-4

По причине водочувствительности и наличия суперколлектора скважины пласта Нх 3-4 рекомендуется глушить раствором галита (плотность жидкости глушения до  $1,18 \text{ г/см}^3$ ) с использованием технологий контроля поглощения.

Не рекомендуется глушить скважины пласта Нх 3-4 пресной или подтоварной водой.

Для контроля поглощения рекомендуется использовать БСГ в объеме, соответствующем хвостовику по длине вскрытого интервала плюс запас 100 метров. В большинстве случаев это соответствует объему БСГ в  $10 \text{ м}^3$ .

При установке в скважинах эквалайзеров Excluder2000 или регулятора притока ResFlo рекомендуется устанавливать загущенные БСГ с пониженным

содержанием твердой фазы ( $25\div 30 \text{ кг/м}^3$ ) с плотностью БСГ, превышающей плотность жидкости глушения не менее чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ .

При установке в скважинах щелевых фильтров рекомендуется устанавливать суспензионные БСГ (с твердой фазой) или загущенные БСГ без твердой фазы с плотностью БСГ, превышающей плотность жидкости глушения не менее чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$  (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Рекомендации по выбору технологии глушению скважин

Условия глушения	Як 3-7	Нх 1	Нх 3-4
Рекомендации по технологии глушения при отсутствии риска поглощения и НГВП			
Щелевой фильтр ФС, Эквалайзер, ResFlo	раствор галита (плотность до $1,18 \text{ г/см}^3$ )		загущенный БСГ без твердой фазы
Рекомендации по технологии глушения скважин при риске поглощения, НГВП и при обводненности до 35%			
Щелевой фильтр ФС	БСГ с твердой фазой		
Эквалайзер	БСГ без твердой фазы		БСГ с твердой фазой $20\div 25$ $\text{кг/м}^3$
ResFlo			
Рекомендации по технологии глушения скважин при риске поглощения, НГВП и при обводненности свыше 35%			
Щелевой фильтр ФС	БСГ с твердой фазой ( $100 \text{ кг/м}^3$ )		
Эквалайзер	БСГ без твердой фазы		БСГ с твердой фазой $25\div 50 \text{ кг/м}^3$
ResFlo			

#### 4.2 Исследование коммерческих материалов для приготовления блокирующих составов глушения

Объекты тестирования:

1. PERFLOW (компания Baker Hughes Drilling Fluids)
2. БСГ-галит (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)
3. LoCard (компания HALLIBURTON)
4. Seal-N-Peel (Компания MI Swaco)

**Цель исследования:** выбор оптимального состава для глушения скважин в условиях ЗАО «Ванкорнефть».

Информация по расходным материалам и технологии приготовления блокирующих составов получена от представителей компаний и не подвергалась коррекции.

Таблица 4.2.1 - Стадии приготовления состава PERFLOW (Baker Hughes Drilling Fluids)

Стадия. Назначение	Расходный материал	Норма расхода, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С*	Длительность стадии, час	Примечание
Повышение pH	Окись магния	3	-15 - 30	До 5 минут	
Добавление биоцида	REMACIDVER	0,5	-15 - 30	До 5 минут	
Добавление деэмульгатора	Mul Free RS	2	-15 - 30	До 5 минут	
Добавление понизителя фильтрации	WS-712	17	-15 - 30	До 15 минут	
Добавление ингибитора глин	CLAY-TROL	10	-15 - 30	До 5 минут	
Добавление структурообразователя	Xanplex-D	3	-15 - 30	До 5 минут	
Добавление ингибитора глин	Хлорид калия	50	-15 - 30	До 5 минут	
Добавление кольматанта	Карбонат кальция	100	-15 - 30	До 5 минут	
Перемешивание готового состава	-		-15 - 30	1,5	

\* - указан температурный интервал при постоянном перемешивании состава (минимальная температура до -40 °С)

Таблица 4.2.2 - Стадии приготовления состава БСГ-галит («РН-УфаНИПИнефть»)

Стадия	Расходный материал	Норма расхода, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С	Длительность стадии, час	Примечание
Растворение хлористого натрия	Галит твердый	278	10-30	По факту растворения	
Добавление полисахаридного загустителя	BioPol	10-11	10-30	30-40 минут	Скорость ввода 50 кг за 30 минут

Загущение состава			10-30	0,5-2 часа	
Добавление твердой фазы	Галит твердый	100	10-30	30-40 минут	из МКР
Перемешивание готового состава			10-30	1 час	

Таблица 4.2.3 - Стадии приготовления материала LoCard (компания HALLIBURTON)

Стадия	Расходный материал	Норма расхода, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С	Длительность стадии, час	Примечание
Растворение хлористого калия	Хлористый калий	41-73	20-45	По факту растворения	
Повышение pH	ВК-64	Определяется для применяемой воды	20-45	По факту	Значение pH раствора выше 7 (до 7,5)
Добавление реагента НРТ-1	НРТ-1	100-133	20-45	Мешать до однородного состояния	Расход зависит от проницаемости
Добавление ПАВ	Losurf 300D	1-2	20-45	До 5 минут	
Понижение pH	FE-1	Определяется для применяемой воды	20-45	До 5 минут	Значение pH 5-6,5

Таблица 4.2.4- Стадии приготовления состава Seal-N-Peel (MI SWACO)

Стадия	Расходный материал	Норма расхода, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С*	Длительность стадии, час	Примечание
Повышение pH	Окись магния	3	Нет данных	До 5 минут	
Добавление понизителя фильтрации	Flo-Trol	25		До 15 минут	
Добавление структурообразователя	DUO-VIS NS	3,5		До 5 минут	

Добавление кольматанта	Thru-Car	25		До 5 минут	
Добавление кольматанта	МК-160	70		До 5 минут	
Перемешивание готового состава				1,5	

Физико-химические свойства блокирующих составов

Таблица 4.2.5 - Физико-химические свойства блокирующего состава PERFLOW (Baker Hughes)

Параметр	Значение (интервал)
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1080
Смешиваемость с пресной водой	Смешивается
Смешиваемость с раствором галита (плотностью 1,16 г/см <sup>3</sup> )	Смешивается
Смешиваемость с раствором хлористого кальция (плотностью 1,32 г/см <sup>3</sup> )	Смешивается
Эффективная вязкость (при 100 сек <sup>-1</sup> ), мПа*сек - минус 10 °С - плюс 20 °С - плюс 70 °С	замерзает 100 63
Температура замерзания (потери текучести), °С	-8
Содержание твердой фазы, кг/м <sup>3</sup>	100
Тип твердой фазы	микрокальцит
Растворимость твердой фазы	в соляной кислоте
Возможность использования материала без твердой фазы (без микрокальцита)	не данных от Подрядчика
Скорость коррозии, мм/год	0,0672

Таблица 4.2.6 - Физико-химические свойства блокирующего состава LoCard (Halliburton)

Параметр	Значение (интервал)
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1023
Смешиваемость с пресной водой	Смешивается
Смешиваемость с раствором галита (плотностью 1,16 г/см <sup>3</sup> )	Смешивается
Смешиваемость с раствором хлористого кальция (плотностью 1,32 г/см <sup>3</sup> )	Происходит коагуляция полимера
Эффективная вязкость (при 100 сек <sup>-1</sup> ), мПа*сек - минус 10 °С - плюс 20 °С	замерзает 1,6
Температура замерзания (потери текучести), °С	-2
Содержание твердой фазы, кг/м <sup>3</sup>	нет
Тип твердой фазы	нет
Растворимость твердой фазы	~



Возможность использования материала без твердой фазы (без микрокальцита)	твердой фазы не предусмотрено
Скорость коррозии, мм/год	0,3136

Таблица 4.2.7 - Физико-химические свойства блокирующего состава БСГ-галит

Параметр	Значение (интервал)
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1216
Смешиваемость с пресной водой	Смешивается
Смешиваемость с раствором галита (плотностью 1,16 г/см <sup>3</sup> )	Смешивается
Смешиваемость с раствором хлористого кальция (плотностью 1,32 г/см <sup>3</sup> )	Смешивается
Эффективная вязкость суспензии галита (при 100 сек <sup>-1</sup> ), мПа*сек	
- минус 10 °С	300
- плюс 20 °С	240
Эффективная вязкость БСГ без твердой фазы (при 100 сек <sup>-1</sup> ), мПа*сек	200
- минус 10 °С	120
- плюс 20 °С	
Температура замерзания (потери текучести), °С	-23
Содержание твердой фазы, кг/м <sup>3</sup>	100
Тип твердой фазы	галит
Растворимость твердой фазы	в воде, в кислоте
Возможность использования материала без твердой фазы (без микрокальцита)	имеется
Скорость коррозии, мм/год	0,0448

Таблица 4.2.8 - Физико-химические свойства блокирующего состава Seal-N-Peel (MI)

Параметр	Значение (интервал)
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1074
Смешиваемость с пресной водой	Смешивается
Смешиваемость с раствором галита (плотностью 1,16 г/см <sup>3</sup> )	Смешивается
Смешиваемость с раствором хлористого кальция (плотностью 1,32 г/см <sup>3</sup> )	Смешивается
Эффективная вязкость (при 100 сек <sup>-1</sup> ), мПа*сек	
- минус 10 °С	замерзает
- плюс 20 °С	380
- плюс 70 °С	290
Температура замерзания (потери текучести), °С	-0,5
Содержание твердой фазы, кг/м <sup>3</sup>	95
Тип твердой фазы	микрокальцит

Растворимость твердой фазы	в соляной кислоте
Возможность использования материала без твердой фазы (без микрокальцита)	возможно
Скорость коррозии, мм/год	0,033

Определение совместимости блокирующих составов глушения с пластовыми флюидами (нефть, вода).

**Совместимость БСГ с нефтью.** Исследование проведено с нефтью подобной нефти Ванкорского месторождения. Цель исследования – определение возможности образования стойких эмульсий, осадков и/или других нежелательных продуктов при смешении нефти с БСГ. Смешение проводилось готовых блокирующих составов без твердой фазы (без микрокальцита) с нефтью в объемном отношении 1:1, чтобы увидеть образование осадков, если они образуются при смешении. Результат эксперимента по совместимости БСГ с нефтью зафиксирован в таблице 4.2.9.

**Совместимость БСГ с водой.** Эксперимент проведен с моделью попутно-добываемой воды Ванкорского месторождения. Цель эксперимента – определение возможности образования, осадков, выделение резиноподобных остатков полимеров и/или других нежелательных продуктов при смешении воды с БСГ. Смешение проводилось готовых блокирующих составов без твердой фазы (без микрокальцита) с водой в объемном отношении 1:1, чтобы увидеть образование осадков, если они образуются при смешении. Результат эксперимента по совместимости БСГ с водой прокомментирован в таблице 4.2.9.

Таблица 4.2.9 - Результаты эксперимента по совместимости БСГ с нефтью и водой

БСГ (компания)	Результат теста		Совместимость
	С нефтью	С водой	
Seal-N-Peel (MI Swaco)	Незначительные остатки нефти на сите	Нет осадков, нет эмульсий	Совместим
PERFLOW (Baker)	Нет осадков, нет эмульсий	Нет осадков, нет эмульсий	Совместим
БСГ-галит	Нет осадков, нет	Нет	Совместим

(УфаНИПИнефть)	эмульсий	осадков,нет эмульсий	
LoCard (Halliburton)	Незначительные остатки комков нефти на сите*	Нет осадков,нет эмульсий	Ограниченно совместим

**Определение совместимости блокирующих составов глушения с технологическими жидкостями.** Наиболее распространенными жидкостями, используемыми для технологических целей время являются:

- подтоварная вода ;
- раствор хлористого калия (глушение и промывка скважин);
- ингибированная соляная кислота (кислотные ванны и др.)
- глинокислота (обработка призабойных зон скважин);
- растворы ингибиторов солеотложений

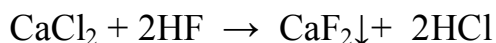
**Совместимость БСГ с 5%-ным раствором хлористого калия,** раствор используется для приготовления БСГ, промывки забоя и глушения скважин. Цель эксперимента – определение риска разрушения компонентов БСГ, образования стойких эмульсий, осадков, сладжей и/или других нежелательных продуктов при смешении раствора хлористого калия с БСГ. Смешение проводилось готовых блокирующих составов без твердой фазы (без микрокальцита) с водой в объемном отношении 1:1, чтобы увидеть образование осадков, если они образуются при смешении.

В результате эксперимента установлено, что смешение всех испытанных БСГ с раствором хлористого калия не приводит к образованию осадков, эмульсий или других нежелательных продуктов. Смеси всех БСГ с раствором хлористого калия гомогенны стабильны и легко фильтруются через фильтр.

**Совместимость БСГ с соляной кислотой.** Эксперимент проведен с 12%-ной ингибированной соляной кислотой. Цель эксперимента – определение возможности кислотного разрушения компонентов БСГ, образования стойких эмульсий, осадков, сладжей и/или других нежелательных продуктов при смешении соляной кислоты с БСГ. Смешение проводилось готовых блокирующих составов с твердой фазой (с микрокальцитом, галитом)

с 12%-ным раствором ингибированной соляной кислоты в объемном отношении 1:1. После смешения смесь выдерживалась в течение 4 часов при температуре 65°C для протекания химических реакций при максимальной пластовой температуре. Результат эксперимента по совместимости БСГ с ингибированной соляной кислотой прокомментирован в таблице 4.2.10. Кислотному разрушению (растворению) подверглась суспензия микрокальцита, находившаяся в БСГ Seal-N-Peel (MI Swaco) и PERFLOW (BakerHughes). БСГ-галит LoCard (Hlb) не содержат компонентов, реагирующих с 12%-ной соляной кислотой с видимыми проявлениями. Смеси значительно понизили вязкость только после термоэкспозиции.

**Совместимость БСГ с глинокислотой.** Эксперимент проведен с глинокислотой -смесью, содержащей 12% ингибированной соляной кислоты и 3% плавиковой кислоты. Цель эксперимента – определение возможности кислотного разрушения компонентов БСГ, образования стойких эмульсий, осадков, сладжей и/или других нежелательных продуктов при смешении глинокислоты с БСГ. Смешение проводилось готовых блокирующих составов с твердой фазой (с микрокальцитом, галитом) с глинокислотой в объемном отношении 1:1. После смешения смесь выдерживалась в течение 4 часов при температуре 65°C для протекания химических реакций при максимальной пластовой температуре. Результат эксперимента по совместимости БСГ с глинокислотой прокомментирован в таблице 4.2.10. Кислотному разрушению (растворению) подверглась суспензия микрокальцита (CaCO<sub>3</sub>), находившаяся в БСГ Seal-N-Peel (MI Swaco) и PERFLOW (BakerHughes) с последующим образованием осадка фтористого кальция (CaF<sub>2</sub>↓) и выделением углекислого газа (CO<sub>2</sub>↑).



БСГ-галит LoCard (Hlb) не содержат компонентов, реагирующих с глинокислотой с видимыми проявлениями. Смеси этих БСГ с глинокислотой значительно понизили вязкость только после термоэкспозиции.

Таблица 4.2.10 - Результаты эксперимента по совместимости БСГ с кислотами

БСГ (компания)	Результат теста. Совместимость	
	С соляной кислотой	С глинокислотой
Seal-N-Peel (MI Swaco)	Растворение кальцита, осадков нет. <b>Совместим</b>	Образование осадка фтористого кальция. <b>Не совместим</b>
PERFLOW (BakerHughes)	Растворение кальцита, осадков нет. <b>Совместим</b>	Образование осадка фтористого кальция. <b>Не совместим</b>
БСГ-галит УфаНИПИнефть	Осадков нет. <b>Совместим</b>	Осадков нет. <b>Совместим</b>
LoCard (Halliburton)	Осадков нет. <b>Совместим</b>	Осадков нет. <b>Совместим</b>

**Подбор деструкторов для удаления остатков БСГ из скважины.** Для обеспечения освоения скважин после глушения жидкостями, загущенными с помощью полимеров используются деструкторы, которые подбираются индивидуально к каждому загустителю [32]. В основе действия деструкторов лежит их способность значительно снижать вязко-упругие свойства загущенных жидкостей благодаря протеканию различных реакций: разрушения углеродной цепочки макромолекул полимеров (перекиси, энзимы), химического превращения функциональных групп макромолекул (кислоты), снятия эффекта сшивки макромолекул (комплексоны). Технология применения деструкторов предусматривает два варианта использования: совместно с загустителем при приготовлении раствора и индивидуальное применение после проведения ремонта скважины. Первый вариант обеспечивает полный контакт деструктора со всем объемом полимерного загустителя, полное отсутствие полимера после освоения скважины и высокий коэффициент восстановления проницаемости.

В качестве медленно действующего внутреннего разжижителя описано применение полигликолевой кислоты, для разработки наиболее щадящих составов для применения с целью борьбы с поглощением растворов [33]. Недостатком этого варианта использования деструктора является невозможность задержки разжижения блокирующего состава на срок более 48 часов. Поэтому наиболее безопасен и технологичен второй вариант подача быстродействующего деструктора после завершения ремонта скважины для разрушения полимера. Этим способом обеспечивается контроль за поглощением раствора на все время ПРС независимо от его продолжительности.

Для деструкции и удаления БСГ описано применение ряда классов химических соединений (табл. 4.2.11).

Таблица 4.2.11 - Деструкторы гелирующего материала БСГ

Класс химических соединений			
Кислоты	Энзимы	Переокиси	Комплексоны
соляная; муравьиная; уксусная, полигликолевая	ферменты, специфичные на один вид био- или растительного полимера	персульфаты аммония и калия, гидропереокись мочевины, пероксокарбонаты	ОЭДФ; НТФ; щавелевая кислота; винная кислота

Наличие биополимеров во всех БСГ и присутствие микрокальцита в Seal-N-Peel (MI Swaco) и PERFLOW (BakerHughes) сужает диапазон поиска универсального деструктора для разрушения биополимера и для разрушения твердой фазы на классе кислот, наиболее доступной из которых является соляная кислота.

**Разрушение БСГ раствором ингибированной соляной кислоты.** Эксперимент проведен с 12%-ным раствором ингибированной соляной кислоты. Цель эксперимента – определение возможности снижения вязкости

БСГ до вязкости воды, растворения твердой фазы БСГ для последующего удаления остатков БСГ из призабойной зоны и из оборудования скважины вызовом притока и освоением.

Смешение проводилось готовых блокирующих составов с твердой фазой (с микрокальцитом и галитом) с 12%-ным раствором ингибированной соляной кислоты и последующей термоэкспозицией. Через 2 часа фиксировалось изменение вязкости БСГ и разрушение твердой фазы.

Результат эксперимента по деструкции БСГ соляной кислотой зафиксирован в таблице 4.2.12.

Таблица 4.2.12 - Результаты эксперимента по деструкции БСГ 12%-ной соляной кислотой

БСГ (компания)	Результат деструкции	Вязкость БСГ, мПа*с	
		Исходная	После деструкции
Seal-N-Peel (MI Swaco)	Разрушение полимера и твердой фазы, гомогенный раствор	380	9,7
PERFLOW (Baker)	Разрушение полимера и твердой фазы, гомогенный раствор	100	5,3
БСГ-галит (УфаНИПИнефть)	Разрушение полимера и твердой фазы, гомогенный раствор	300	55,2
LoCard (Halliburton)	Разрушение полимера, гомогенный раствор	1,6	1,2

**Вывод:** 12%-ная ингибированная соляная кислота пригодна для использования в качестве деструктора для всех испытанных БСГ. Разрушение БСГ происходит до продуктов, представляющих собой гомогенный раствор без твердой фазы с вязкостью, близкой к вязкости воды. Технология солянокислотной ванны (СКВ) пригодна для деструкции и удаления остатков БСГ.

#### 4.3 Фильтрационные исследования жидкостей глушения на водной основе

Фильтрационные эксперименты на стандартных жидкостях глушения (модель подтоварной воды, 5%-ный раствор хлористого калия KCl, раствор галита (NaCl) плотностью 1,16 г/см<sup>3</sup>).

Для проведения фильтрационных исследований был подобран наиболее схожий по свойствам Яковлевской и Нижнехетской свиты Ванкорского месторождения керновый материал.

Согласно требованиям ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях», цилиндрические образцы были проэкстрагированы спиртобензольной смесью, отмыты дистиллированной водой в аппаратах Сокслета от солей, высушены в сушильном шкафу при температуре 105 С. После этого были определены их фильтрационно-ёмкостные свойства на современной лабораторной установке PREL-200 компании CoreLab Inst. (США).

Подготовка пластовых флюидов производилась также согласно требованиям ОСТ 39-195-86.

Первичная подготовка нефти: проба нефти помещалась в металлический контейнер из нержавеющей стали и нагревалась до температуры, превышающей на 20 °С пластовую температуру. При этой температуре нефть в условиях периодического перемешивания выдерживалась в течение 3 часов. Охлаждённую до пластовой температуры нефть фильтровалась через пористую среду. Нефть считалась пригодной для испытаний, если при её прохождении через образец не наблюдалось затухание фильтрации. Далее проводилось определение содержания воды, плотности и вязкости пробы при пластовой температуре.

Изовязкозная модель нефти готовилась из безводной дегазированной нефти, вязкость и плотность которой доводилась до аналогичных свойств пластовой нефти добавлением растворителя. В качестве растворителя использовался очищенный керосин. Модель нефти перед испытанием фильтровалась через образец пористой среды. Модель нефти хранится в герметичных светонепроницаемых сосудах при комнатной температуре.



Основные характеристики изовязкозных моделей нефти приведены в таблице 4.3.1

Таблица 4.3.1- Основные характеристики изовязкозных моделей нефти

Пласт	Температура, °С	Свойства нефти	
		вязкость, мПа*с	плотность, г/см <sup>3</sup>
Як 3-7	30	10,901	0,861
Нх 1	59	1,344	0,782
Нх 3-4	65	1,066	0,785

С целью создания в образцах остаточной водонасыщенности, а также в качестве вытесняющего агента при заводнении использовались модели пластовых вод, основные свойства которых приведены в таблице 4.3.2. Остаточная водонасыщенность создавалась методом центрифугирования.

Таблица 4.3.2- Основные характеристики модели пластовых вод

Пласт	Температура, °С	Модель пластовой воды		
		минерализация, г/л	вязкость, мПа*с	плотность, г/см <sup>3</sup>
Як 3-7	30	15,4	0,837	1,003
Нх 1	59	11,9	0,470	0,991
Нх 3-4	65	7,4	0,512	0,998

Целью исследований фильтрационных характеристик нефтенасыщенной пористой среды при использовании различных жидкостей глушения являлось определение проницаемости по нефти до фильтрации агента, и после его фильтрации. Тем самым получали коэффициент восстановления проницаемости по нефти - отношение относительной фазовой проницаемости по нефти, полученной после фильтрации агента, к ее начальной величине (до проведения воздействия).

Методика проведения исследований заключалась в следующем.

Через подготовленную к опыту пористую среду фильтровали более 5 поровых объемов нефти. Затем, согласно ОСТ-39-195-86, нефтенасыщенную

пористую среду оставляли в статическом режиме в течение 24 часов для протекания адсорбционных процессов. Далее вновь фильтровали нефть до стабилизации перепада давления и определяли проницаемость по нефти при связанной воде. Следующим этапом эксперимента являлось нагнетание в обратном направлении исследуемого агента до стабилизации перепада давления. Затем в первоначальном направлении возобновляли фильтрацию нефти до полной стабилизации перепада давления и определяли ее фазовую проницаемость. Тем самым получали коэффициент восстановления проницаемости по нефти.

Для проведения опытов из имеющейся коллекции образцов были подобраны модели пористых сред с проницаемостью, характерной для изучаемых объектов разработки. Линейные и фильтрационно-емкостные характеристики моделей представлены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3– Основные характеристики моделей пласта

пласт	Индекс пористой среды	Проницаемость по воздуху, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Диаметр образца, см	Пористость, %	Количество связанной воды, %
НХ <sub>1</sub>	ПС1	12,29	2,93	18,96	41,54
	ПС2	12,65	2,93	19,93	41,23
НХ <sub>3-4</sub>	ПС3	331,66	2,95	21,02	24,25
	ПС4	19,34	2,95	20,09	38,14
	ПС5	19,19	2,94	19,66	38,47
	ПС6	328,94	2,95	21,63	24,29
ЯК <sub>3-7</sub>	ПС7	176,16	2,95	18,75	26,84
	ПС8	627,30	2,87	28,54	21,84
	ПС9	182,43	2,87	26,28	26,72
	ПС10	536,40	2,87	27,59	22,43

Как видно из таблицы 4.3.3, модели пористых сред подобраны по проницаемости парно, что позволяет корректно сравнивать между собой результаты экспериментов с применением различных жидкостей глушения. Также это позволяет учесть влияние проницаемости пористой среды на величину коэффициента восстановления проницаемости по нефти.

Фильтрационные эксперименты проводили на установке PREL-200 компании CoreLab Inst. (США).

Результаты фильтрационных тестов приведены в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.4 – Коэффициенты восстановления проницаемости по нефти на различных жидкостях глушения кернов Ванкорского месторождения. МПВ – модель пластовой воды

Жидкость глушения	Проницаемость керна, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$				Квосст. проницаемости
	по воздуху	по керосину	по нефти до	по нефти после	
калий хлористый 5% раствор	12,29	6,797	5,71	1,630	0,285
МПВ 7,4 г/л	12,65	7,057	5,82	1,343	0,231
калий хлористый 5% раствор	331,66	265,210	186,00	84,675	0,455
калий хлористый 5% раствор	19,34	14,507	8,10	2,300	0,284
МПВ 12,7 г/л	19,19	9,365	8,30	2,160	0,260
МПВ 12,7 г/л	328,94	299,283	188,80	72,244	0,383
галит (р-р 1,16 г/см <sup>3</sup> )	328,95		180,2	84,2	0,467
галит (р-р 1,16 г/см <sup>3</sup> )	572,60	358,664	325,00	191,817	0,564
калий хлористый 5% раствор	176,16	122,289	92,20	43,042	0,467
калий хлористый 5% раствор	627,30	341,159	346,40	194,237	0,561
МПВ 15 г/л	182,43	119,119	87,80	38,431	0,438
МПВ 15 г/л	536,40	344,177	296,00	158,600	0,536

Фильтрационные исследования различных жидкостей глушения на водной основе (модели пластовой воды – МПВ, 5%-ный раствор хлористого калия, 22%-ный раствор галита плотностью 1,16 г/см<sup>3</sup>) показали следующее:

1. По кернам Яковлевской свиты (проницаемостью 120 и 340 мД) присутствие солевой добавки хлористого калия слабо и положительно влияет

на коэффициент восстановления проницаемости (увеличение от 43,8 до 46,7% и от 53,6 до 56,1%) по нефти.

2. По кернам Яковлевской свиты (проницаемостью 540 мД) присутствие солевой добавки галита положительно влияет на коэффициент восстановления проницаемости (увеличение от 53,6 до 56,4%) по нефти.

3. По керну НХ-1 (проницаемостью 12 мД) присутствие солевой добавки хлористого калия сильно и положительно влияет на коэффициент восстановления проницаемости (увеличение от 23,1 до 28,5%) по нефти.

4. По кернам НХ 3 (проницаемостью 19 и 330 мД) присутствие солевой добавки хлористого калия сильно и положительно влияет на коэффициент восстановления проницаемости (увеличение от 26,0 до 28,4% и от 38,3 до 45,5%) по нефти.

5. Керны нижнехетской свиты наиболее чувствительны к контакту с водными растворами глушения, особенно к пресной и подтоварной воде. Для скважинных операций с глушением рекомендуется использовать раствор хлористого калия, раствор галита, технологии контроля поглощения с образованием обратимых (удаляемых) фильтрационных корок при глушении скважин.

6. Не рекомендуется глушить скважины пласта Нх-1 и Нх 3-4 пресной или подтоварной водой.

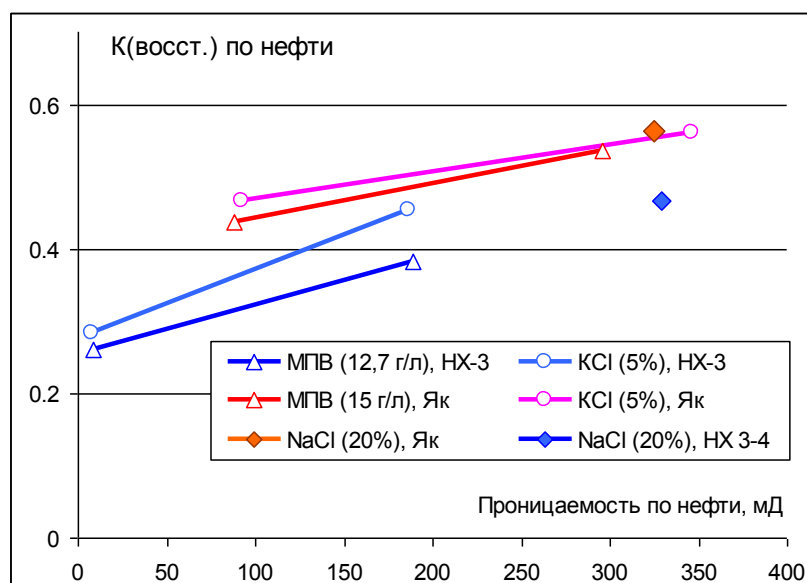


Рисунок 4.3 – Влияние солевых добавок на ФЕС кернов Як и НХ.

#### **4.4 Установка PREL-200 компании CoreLab Inst.**

PREL-200™ это жидкостный или газовый пермеаметр с ручным управлением на базе цифровых технологий для точного и эффективного определения относительной проницаемости методом неравновесного состояния. Этот прибор отлично подходит для целей обучения. Компактная и экономичная конструкция прибора выполнена с учетом безопасности, прочности и простоты эксплуатации.

## PREL-200

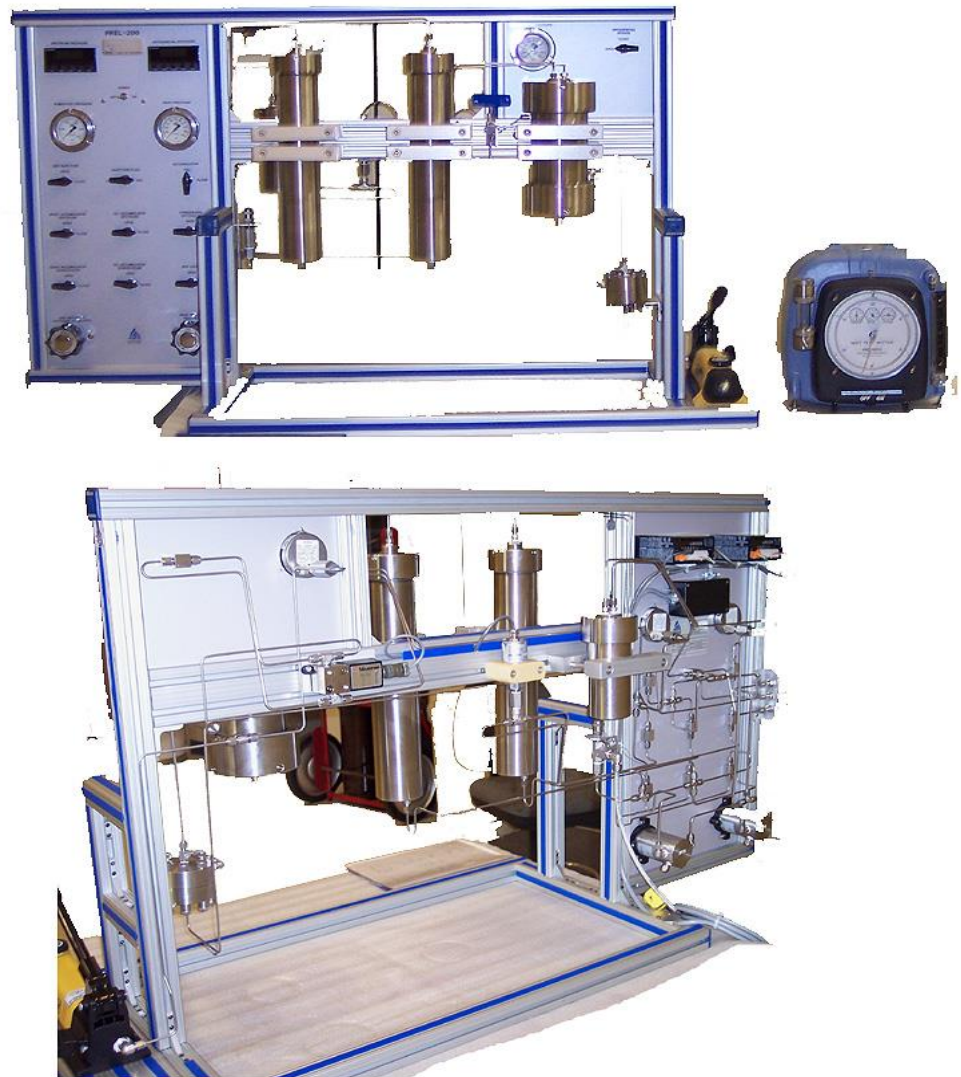


Рисунок 4.4.1- Установка PREL 200

### Теория потока в пористой среде

Генри Дарси эмпирически определил поток жидкости в пористой среде в 1856 году как прямую функцию перепада давления на единицу длины. Эта взаимосвязь была выведена на основании данных, собранных в ходе экспериментов с вертикальными потоками воды, проходящими через гравийный фильтр. Последующие исследования доказали обоснованность

Закон Дарси для потока во всех направлениях и подтвердили экспериментальные наблюдения на основании основных законов физики.

$$Q = \frac{k A (P_1 - P_2)}{\mu L} \quad \text{Закон Дарси} \quad (4.4.1)$$

где:

- k = Проницаемость. (Дарси)
- $\mu$  = Вязкость. (centipoise)
- Q = Величина потока (см<sup>3</sup> / сек)
- L = Длина потока (см)
- A = Поперечное сечение потока (см<sup>2</sup>)
- P<sub>1</sub> = Входящее давление, атмосферы
- P<sub>2</sub> = Нисходящее давление, атмосферы

Путем преобразования закона Дарси, и изменив единицы проницаемости на миллидарси, а давление на ф/д<sup>2</sup>, получаем уравнение:

$$K = 14700 V \mu L \quad \Delta p T A \quad (4.4.2)$$

где:

- K = Проницаемость (миллидарси)
- V = Объем потока (миллилитры)
- L = Длина потока (см) т.е. длина образца
- $\mu$  = Вязкость (сантипуаз)
- $\Delta p$  = Перепад давления (ф/д<sup>2</sup>)
- T = Время (секунды)
- A = Площадь сечения потока (см<sup>2</sup>), т.е. образца

Принципы определения относительной проницаемости в неравновесном состоянии

Проницаемость нескольких жидкостей, которые одновременно протекают через керн, зависят от насыщенности жидкости в керне. Теория, разработанная Бакли и Левереттом и расширенная Welge обычно используется для определения двухфазной относительная проницаемости в нестационарных условиях. Джонсон, Bossler и Науманн, а также Джонс и Roszelle (как и другие) позже разработали обычно используемые методики расчета относительной проницаемости на основе данных вытеснения в

нестационарных условиях. (см. Приложение F- Техническая литература и Приложение С- Таблица MS Excel™ по расчету относительной .)

В дополнение к размерам образца керна (длина и площадь поперечного сечения) и вязкости жидкости/газа, потребуются скорости потока для каждой жидкости в процессе вытеснения (нефти раствором, или нефти или раствора газом) для расчета относительной проницаемости.

Работа оборудования. Давление и скорость потока

Постоянного давления потока азота для нагнетания газа можно добиться с помощью РЕГУЛЯТОРА АЗОТ вместе с манометром UPSTREAM PRESSURE (Входящего давления). Постоянное давление потока жидкости достигается насосом Quizix, либо в режиме постоянного давления, либо в режиме постоянного расхода. Насос закачивает жидкость (обычно воду) снизу (на входе накопителя с плавающим поршнем, с испытательными жидкостями, либо нефтью либо пластовой водой, которые выходят из верха накопителя (выхода)).

Накопители жидкости . У масляного накопителя имеется плавающий поршень, который отделяет воду из насоса Quizix от масла, которое должно закачиваться в керн.

У накопителя пластовой воды имеется плавающий поршень, который отделяет воду из насоса Quizix от пластового раствора, который должен закачиваться в керн core.

Кернодержатель. В комплект системы входит узел кернодержателя, в который можно устанавливать образцы для испытаний 1,5 дюйма в диаметре и до 3 дюймов в длину. На керн действует горное давление, а эквивалентное пластовое давление подается через резиновый рукав. Давление гидростатическое; то есть, прикладывается вдоль радиальных и осевых линий.

Пластовое давление. Для подачи пластового (горного) давления на образец керна используется ручной насос с помощью гидравлического масла как средства передачи давления.



Противодавление. Можно использовать BACKPRESSURE REGULATOR (регулятор противодавления), расположенный ниже образца керна, для подачи противодавления на образец во время испытаний, чтобы удалить захваченный газ. Этот регулятор купольного типа, загруженный азотом, с помощью регулятора противодавления.

Измерения давления. Входное давление и дифференциальное измеряются с помощью датчиков давления. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ И ДАВЛЕНИЕ УВЛАЖНИТЕЛЯ (давления азота) измеряется по манометру.

Объем истечения /Объем измерения жидкости

Уставка насоса Quizix очень точна и может использоваться для расчета скорости потока. Для уточнения скорости потока жидкости и объема, в комплект прибора входят калиброванные стеклянные приемные трубки и колбы, вместе с секундомером. Если нужно выполнить измерения относительной проницаемости в системе газ-жидкости, то используется стеклянная приемная трубка, с выемкой сверху под резиновую пробку. Объемы жидкости можно считывать по градуировке трубки, а объемы газа считываются с прилагаемого счетчика мокрого типа. Секундомер позволяет измерять время относительно производимого объема жидкости.

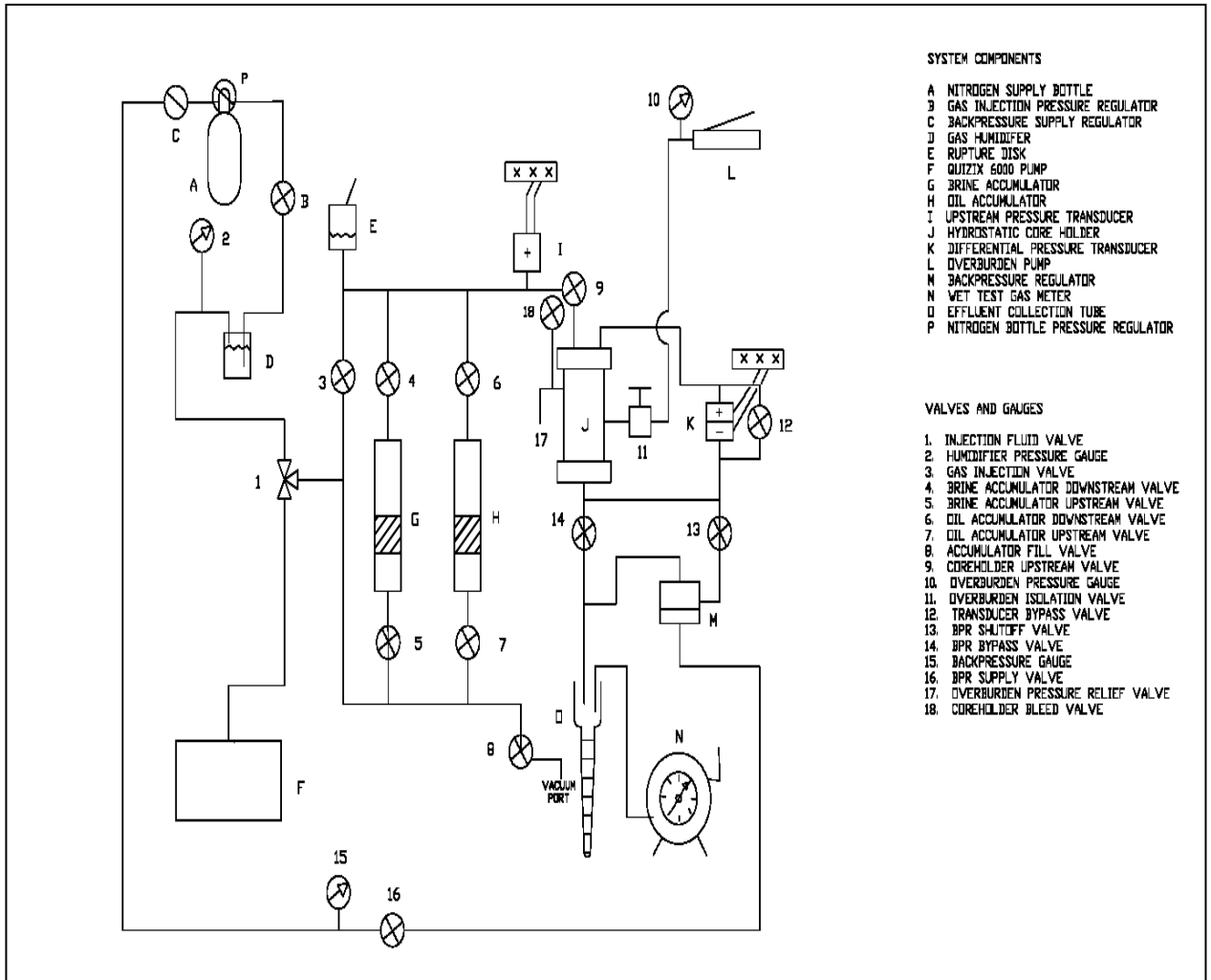


Рисунок 4.4.2 – Схема лабораторной установки

## 4.5 Выводы и рекомендации по экспериментам с фильтрами БСГ

Результаты тестов и рекомендации по применению блокирующих составов собраны в таблицах 4.5.1 – 4.5.3.

Таблица 4.5.1 - Результаты лабораторных тестов блокирующих составов глушения (БСГ)

Показатель	БСГ-галит	LoCard (Halliburton)	PERFLOW (BakerHuges)	Seal-N-Peel (MI Swaco)
Количество компонентов, входящих в БСГ, шт.	2	5	8	5-7
Масса расходных материалов, кг/м <sup>3</sup>	389	150-210	185	123-133
Коррозионная активность, мм/год	0,0448	0,3136	0,0672	0,033
Температура замерзания, °С	-23	-2	-8	-0,5
Вязкость, мПа*с (100 с <sup>-1</sup> ), 20°С	300	1,6	100	380
Плотность БСГ, кг/м <sup>3</sup>	1216	1023	1080	1074
Плотность раствора глушения, кг/м <sup>3</sup>	1000÷1200	1000÷1020	1000÷1070	1000÷1070
Тип твердой фазы	галит	нет	микрокальцит	микрокальцит
Содержание твердой фазы, кг/м <sup>3</sup>	100	0	100	115-125
Растворимость твердой фазы	в воде	нет тв фазы	в кислоте	в кислоте
Ограничения по совместимости с реагентами	нет	нет	несовместим с глинокислотой	
Гелевые дефекты	нет	нет	имеются незначительные	нет
Контроль поглощения на щель-фильтре и эквалайзере	есть	нет	есть	есть
Доля порового пространства при задавке БСГ в керн, %	20	20	20	20
Проницаемость керна по нефти (исходн. Як 3-7), мД	484,2	537,9	580,6	626
К(восст.) по нефти (Як 3-7), %	41	48	21	14*
Проницаемость керна по нефти (исходн. Нх-3-4), мД	84,6	95,2	108,5	106,3
К(восст.) по нефти (Нх 3-4), %	45	42	9	20*

\* Состав приготовлен без хлористого калия

Таблица 4.5.2 - Качественная сравнительная оценка результатов тестов

Материал	Преимущества	Недостатки
БСГ-галит	Широкий диапазон плотности глушения. Низкая темп.замерзания. Минимальное (два) число расходных материалов, простота приготовления. Контроль поглощения на фильтрах и эквалайзерах. Разрушение остатков БС водой. Высокий К(восст.) по нефти, низкая цена расходных материалов.	Повышенный расход материалов (твердый галит). Повышенная вязкость БС.
LoCard, Halliburton	Высокий К(восст.) по нефти	Узкий диапазон плотности. Нет контроля поглощения на фильтрах и эквалайзерах. Замерзание при -2°C. Пять расходных материалов. Повышенная скорость коррозии. Температура воды для приготовления не ниже +20°C.
PERFLOW, Baker Hughes	Контроль поглощения на фильтрах и эквалайзерах.	Узкий диапазон плотности. Замерзание при -8°C. Восемь расходных материалов (самый сложный в приготовлении). Пониженный К(восст.) по нефти у фильтрата БС. Разрушение остатков БС кислотой, несовместимость с глинокислотой.
Seal-N-Peel MI Swaco	Контроль поглощения на фильтрах и эквалайзерах. Успешно испытанная технология, отлаженная логистика и наличие действующего договора с ЗАО «Ванкорнефть».	Семь расходных материалов (сложный в приготовлении). Разрушение остатков БС кислотой, несовместимость с глинокислотой. Пониженный К(восст.) по нефти у фильтрата БС. Повышенная вязкость.

Таблица 4.5.3 – Рейтинг свойств и рекомендации по применению блокирующих составов

Материал	Рекомендации
БСГ-галит	Рекомендуется для проведения ОПИ.
Seal-N-Peel MI Swaco	Продолжить применение на ЗАО «Ванкорнефть». После завершения сравнительных ОПИ альтернативных материалов уточнить диапазон применения. <b>Дополнительные мероприятия:</b> Снизить температуру замерзания, предусмотреть гидрофобизацию БС и ингибирование глинонабухания (использование хлористого калия или КПАВ).
PERFLOW Baker Hughes	Рекомендуется для проведения ОПИ. <b>Дополнительные мероприятия:</b> Снизить температуру замерзания, обеспечить подбор фракционного состава микрокальцита для щелевых фильтров и эквалайзеров, снизить количество компонентов БСГ (при возможности укрупнить компоненты), исключить гелевые дефекты (фото 2, обеспечить высокое качество полимеров), предусмотреть гидрофобизацию БС и ингибирование глинонабухания (использование хлористого калия или КПАВ).
LoCard, Halliburton	<b>Не рекомендуется</b> для проведения ОПИ (повышенная коррозия, сложность приготовления, узкий технологический диапазон применения)

#### Выводы :

1. Блокирующие составы содержат значительное количество компонентов, что создает сложности при их промышленном приготовлении и требует в некоторых случаях инженерного сопровождения для соблюдения технологии и расходных норм.

2. Самым простым блокирующим составом является БСГ-галит (два расходных компонента – полимер и твердый галит).

3. Блокирующий состав LoCard (Halliburton) требует температуры воды для приготовления не менее 20°C, что накладывает дополнительные требования к оборудованию приготовления.

4. Блокирующий состав LoCard (Halliburton) имеет повышенную скорость коррозии и требует коррекции состава (ввода ингибитора коррозии).

5. Блокирующие составы LoCard (Halliburton), Seal-N-Peel (MI Swaco) и PERFLOW (BakerHughes) имеют высокую температуру замерзания (минус 2°C, минус 0,5°C и минус 8°C, соответственно) и требуют специальной техники с обогревом для транспортировки и хранения.

6. Блокирующие составы БСГ-галит, Seal-N-Peel (MI Swaco) и PERFLOW (BakerHughes) возможно применять без твердой фазы для контроля

поглощения на коллекторе и с твердой фазой и контролировать поглощения на суперколлекторе и на скважинном оборудовании (щелевые фильтры, эквалайзеры, ResFlo).

7. Блокирующий состав PERFLOW (BakerHughes) и Seal-N-Peel (MI Swaco) требуют модификации ингибиторами глинонабухания (хлористый калий) и/или гидрофобизаторами (КПАВ) для повышения коэффициента восстановления проницаемости по нефти.

8. Керны нижнехетской свиты чувствительны к контакту с водными растворами глушения (МПВ, 5%-ный раствор хлористого калия, 22%-ный раствор галита). Рекомендуется использовать технологии контроля поглощения с образованием обратимых (удаляемых) фильтрационных корок при глушении скважин.

11. Не рекомендовать проведение ОПИ блокирующего состава LoCard (компания HALLIBURTON, причины в табл. 4.5.2).

#### **4.6 Обоснование выбора технологий и материалов для восстановления продуктивности скважин.**

Для разработки технологии и обоснования дизайна обработки по восстановлению продуктивности скважин необходимо решить несколько промежуточных задач:

Какой компонент кольматантов является преобладающим? Отобраны пробы со скважин при работе скребка СФ-99, отложений АСПВ со скважин 198, 833, 122 бис, 132, 110, 728, 120, с силового кабеля УЭЦН скв. 340, с двигателя УЭЦН скв. 356, с рабочих колес УЭЦН скв. 380, 370, На основании компонентного анализа кольматантов установлено, что преобладающими компонентами являются АСПО (10-26%) и зерна кварца (74-90%). На силовом кабеле скв.340 установлено присутствие кальцита (89%) по причине его сильного разогрева.

Для нагнетательного фонда скважин установлено:

- попутно-добываемая вода со скважин относится к хлоридно-кальциевому типу, бессульфатная. Отмечено присутствие катионов щелочно-земельных металлов кальция – 408 -546; магния – 85-126; стронция – 63-81 и бария – 4-7 мг/л. Присутствуют ионы железа – 4-15 мг/л. Наличие катионов кальция, железа и бария обуславливает возможность солеотложения кальцита, карбоната железа, барита;

- закачиваемая вода относится к хлоридно-кальциевому типу, бессульфатная. Отмечено присутствие катионов щелочно-земельных металлов кальция – 211, магния - 114 и стронция – 64 мг/л. Закачиваемая вода характеризуется повышенным содержанием гидрокарбонат-иона – 795 мг/л.

Проведено моделирование солевыведения в процессе нефтедобычи на Программном комплексе PVTsim13. Исходными данными для расчета явились термобарические параметры эксплуатации погружного скважинного оборудования и составы пластовой нефти (таблица 1.4) и попутно-добываемой воды (таблица 1.3).

В результате моделирования установлено, что в скв. 118 и 128 существует риск солевыведения кальцита и карбоната железа в условиях забоя скважин. Ранее анализом отложений со скв 340 и 356 фактически подтверждено наличие кальцитовой корки на погружном скважинном оборудовании.

Закачиваемая вода в термобарических условиях эксплуатации наземного оборудования (температура – 20 °С, давление 1-2 ат) также выделяет кальцит, количество которого может достигать 289 мг/л.

Таким образом, проведенными исследованиями установлен риск солеотложения кальцита при закачивании подтоварной воды.

Реагенты эффективно удаляют компоненты кольматантов (выбор целевого реагента). Для удаления АСПО следует отдать предпочтение органическим растворителям на добывающих скважинах Як 3-7, НХ 1, НХ 3-4:

- Fores SA-30 (производства ООО ФОРЭС-ХИМИЯ, г. Екатеринбург)
  - СНПХ-7014А (производства ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань)
  - Нефрас С4 150/200,
  - Нефрас-АСПО (ООО «Тополь», г.Нижний Новгород),
- для удаления АСПО на добывающих скважинах Як 3-7, НХ 3-4
- разгазированная нефть НХ 3-4 с добавкой диспергатора АСПО в количестве 500 г/м<sup>3</sup> (Колтек 3034, СНПХ 7941).

АСПО со скважин НХ-1 отличается пониженной растворимостью в нефти.

Для удаления отложений кальцита, продуктов коррозии (оксиды и соли железа), корки бурового раствора (микрокальцит, полимеры) на скважинах Як 3-7, НХ 3-4 следует использовать 12%-ную ингибированную соляную кислоту с добавкой 20 кг/м<sup>3</sup> оксиэтилдиметилфосфоновой кислоты (ОЭДФ) и 15 кг/м<sup>3</sup> Нефтенола-К.

Для скважин НХ1 следует использовать 12%-ную ингибированную соляную кислоту с добавкой 20 кг/м<sup>3</sup> ОЭДФ и 10% этиленгликоля



(полигликоля) и  $15 \text{ кг/м}^3$  Нефтенола-К. Добавка полигликоля обеспечивает совместимость соляной кислоты с нефтью всех продуктивных горизонтов (НХ1, НХ 3-4, Як 3-7).

Для удаления корки глинистого бурового раствора следует использовать глинокислоту (смесь 10% соляной и 1,5% плавиковой кислот) по технологии глинокислотной ванны без продавки на пласт с  $20 \text{ кг/м}^3$  ОЭДФ  $15 \text{ кг/м}^3$  Нефтенола-К и 10% норм-бутилового спирта.

Для удаления отложений кальцита, продуктов коррозии (оксиды и соли железа), глинистых отложений на нагнетательных скважинах следует использовать 12%-ную ингибированную соляную кислоту с добавкой  $20 \text{ кг/м}^3$  оксиэтилдиметилфосфоновой кислоты (ОЭДФ) и  $5 \div 20 \text{ кг/м}^3$  ПАВ-гидрофилизатора (Неонол АФ<sub>9</sub>-12, Нефтенол ВВД, Нефтенол ВКС).

Отрицательного влияния органических растворителей на ФЭС коллектора не установлено.

Установлена повышенная чувствительность к пресной воде коллекторов НХ-1 и НХ 3-4. Рекомендация – использовать для работы с продуктивным интервалом (глушение, промывка ГС, ОПЗ) 5%-го раствор хлористого калия и раствор галита.

12%-ная ингибированная соляная кислота не совместима с нефтью НХ-1 (образование сладжей - осадков и эмульсий). Глинокислота не совместима с нефтью Як 3-7, НХ-1, НХ 3-4 (образование сладжей - осадков и эмульсий). Фильтрация кислот через керны Як 3-7, НХ-1, НХ 3-4 сопровождается ростом давления и затуханием фильтрации. Причина - миграция глинистых частиц и частиц коллектора на фронте оторочки кислоты и закупорка пор с потерей проницаемости. Рекомендация по технологиям ОПЗ – не использовать технологии продавки кислот и кислотных композиций на пласт. Использовать технологии кислотных ванн без продавки на пласт.

Расходная норма реагентов для проведения ОПЗ:

- кислотных ванн рассчитывается исходя из объема скважины во вскрытом интервале по долоту за вычетом водоизмещения хвостовика. Для

долота 152,4 мм удельный объем скважины – 18,2 дм<sup>3</sup>/м. Водоизмещение хвостовика 114 мм (стенка 8 мм) – 2,67 дм<sup>3</sup>/м.

Расходная норма реагентов для технологии кислотных ванн – 16 дм<sup>3</sup>/м.

- ванны из нефти и органических растворителей рассчитывается аналогично кислотным ваннам – 16 дм<sup>3</sup>/м.

Время, необходимое для удаления (разрушения, растворения) кольматанта определено экспериментально:

- для удаления АСПО нефтью НХ 3-4 на скважинах НХ 3-4, Як 3-7 требуется время выдержки 90 минут. Освоение можно начинать через 30 мин. после установки ванны;

- для удаления АСПО органическими растворителями на скважинах НХ 1, НХ 3-4, Як 3-7 требуется 60 мин; Освоение можно начинать через 30 мин. после установки ванны;

- для растворения кальцита из отложений мех.примесей в солянокислотной ванне требуется 30 минут. По факту освоение продуктов реакции можно начинать сразу после поинтервальной окончания установки солянокислотной ванны.

- растворение глины и мех.примесей в глинокислотной ванне требует 30-60 минут. Не рекомендуется превышать время выдержки глинокислотной ванны более чем на 60 минут. По факту освоение продуктов реакции можно начинать сразу после поинтервальной окончания установки глинокислотной ванны.

Способ доставки реагента к месту скопления (отложения) кольматанта. Установку ванн из органического растворителя, нефти и/или кислотных композиций рекомендуется проводить с использованием ГНКТ с насадкой для вымыва песка по стадиям:

- заход ГНКТ в ГС с циркуляцией раствора (рекомендуется 5%-ный раствор хлористого калия) с промывкой ГС от песка и мех.примесей до «носка» ГС;

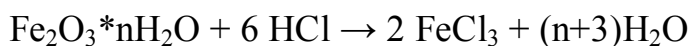
- закачка первой оторочки раствора реагента на циркуляцию, эквивалентной объему ГС в 300 метров ( $300 \text{ м} \times 16 \text{ дм}^3/\text{м} = 4,8 \text{ м}^3$ );
- движка ГНКТ от «носки» к «пятке» на 300 метров закачка второй оторочки раствора реагента на циркуляцию, эквивалентной объему ГС протяженностью 300 метров ( $300 \text{ м} \times 16 \text{ дм}^3/\text{м} = 4,8 \text{ м}^3$ );
- закачка всех оторочек раствора реагента в расчетном объеме;
- уход ГНКТ на безопасный интервал;
- выдержка ванны из реагентов на расчетное время;
- заход ГНКТ в ГС с циркуляцией раствора (рекомендуется 5%-ный раствор хлористого калия) для освоения продуктов реакции.

Продукты, образующиеся при воздействии реагентов на кольматанты;

Растворение отложений кальцита в соляной кислоте протекает с образованием водорастворимых продуктов (хлористого кальция) по реакции:



Продукты коррозии растворяются в соляной кислоте с образованием водорастворимых продуктов (хлорного железа) по реакции:



Промедление с освоением продуктов реакции может привести образованию вторичных осадков, связанных с гидролизом солей железа:



Избежать это осложнение возможно путем модификации кислотных композиций ОЭДФ в количестве  $20 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Для удаления (освоения) из скважины продуктов реакции реагента и кольматанта предлагается использовать ГНКТ с насадкой для промывки от песка. Промывку для скважин НХ-1 и НХ 3-4 рекомендуется проводить 5%-ным раствором хлористого калия. Для скважин Як 3-7 можно использовать пресную воду или 5%-ный раствор хлористого калия.

Риски по несовместимости реагентов между собой и с пластовыми флюидами. 12%-ная ингибированная соляная кислота не совместима с нефтью НХ-1 (образование сладжей - осадков и эмульсий). Для обеспечения

совместимости рекомендуется использовать добавку 10% этиленгликоля (полигликоля).

Глинокислота не совместима с нефтью Як 3-7, НХ-1, НХ 3-4 (образование сладжей - осадков и эмульсий). Для обеспечения совместимости рекомендуется использовать добавку 10% нормального бутилового спирта.

Избыточное время выдержки реагентов в продуктивном интервале может привести к вторичному осаждению кольматантов – гидроксидов железа, фтористого кальция. Для снятия рисков образования вторичных осадков следует использовать модификаторы кислот:

- для солянокислотных композиций на НХ 3-4, Як 3-5 - 20 кг/м<sup>3</sup> ОЭДФ;
- для солянокислотных композиций на НХ 1 - 20 кг/м<sup>3</sup> ОЭДФ, 10% этиленгликоля (полигликоля);
- для глинокислотных композиций на НХ 1 - 20 кг/м<sup>3</sup> ОЭДФ, 10% этиленгликоля (полигликоля);
- для нефти НХ 3-4 (удаление АСПО из скважин Як 3-7, НХ 3-4) с добавкой диспергатора АСПО в количестве 500 г/м<sup>3</sup> (Колтек 3034, СНПХ 7941, КХ-100); Другие риски при проведении ОПЗ. Лабораторными исследования установлена высокая растворимость кернов НХ 1 и НХ 3-4 в соляной и глинокислоте:

Это свойство кернов приводит к лабилизации (увеличению подвижности) частиц коллектора (глины, кварц и другие составляющие) при контакте с кислотами. В результате кислотной обработки коллектора будет значительно снижена сцементированность коллектора и созданы благоприятные условия для массивованного выноса песка и мех.примесей. Рекомендуется использовать технологию кислотных ванн в объеме ствола скважины без продавки на пласт.

Не рекомендуется для ОПЗ с соляно- и глинокислотными композициями использовать технологию закачки кислот с продавкой на пласт без особого обоснования.

В случае установленного факта кольматации (снижения продуктивности) определенного интервала ГС скважины допускается использовать технологию продавки реагентов на этот интервал с применением технологий и материалов для поинтервальной селективной обработки .

Материалы и технология селективной обработки заданного интервала. Надувные сдвоенные пакеры CoilFLATE ST (компания Schlumberger) и другие двухпакерные компоновки, изолирующие заданный интервал внутри щелевого фильтра и/или системы контроля притока (ReaFlo, Excluder2000), не могут обеспечить селективную подачу раствора реагента в изолированный ими интервал. Раствор реагента будет распределяться по зафильтровому пространству по всему интервалу, ограниченному зафильтрованными пакерами скважины.

Для временного блокирования поглощения растворов реагентов в нецелевые интервалы рекомендуется использовать технологию «жидкого пакера». По результатам тестов на совместимость с флюидами, химическими реагентами (кислоты, растворы глушения ингибитор солеотложений) и на обеспечение временного фильтрационного сопротивления рекомендуется использовать блокирующий состав глушения «БСГ-галит». Физико-химические, реологические и фильтрационные свойства «БСГ-галит» .

Технология использования «жидкого пакера» включает предварительные расчеты:

- расчет объема первой пачки «жидкого пакера» проводят по объему скважины от «носки» ГС до начала целевого интервала. Расчет можно сделать по удельному объему скважины ( $16 \text{ дм}^3/\text{м}$ ) и удалению начала целевого интервала обработки считая от «носки» скважины;

- расчет объема второй пачки «жидкого пакера» проводят по объему скважины от конце целевого интервала (наиболее близкого к «пятке» ГС) до зафильтрового пакера, расположенного в направлении к «пятке» ГС;

- расчет объема раствора реагента для обработки целевого интервала проводят исходя из заданной глубины проникновения реагента и протяженности интервала обработки.

Селективная закачка реагентов в целевой интервал (коричневый цвет) по технологии «жидкого пакера» включает установку двух пачек «жидкого пакера» блокирующих поглощение с обеих сторон целевого интервала и последующую закачку раствора реагента на продавку:

- спуск ГНКТ в ГС скважины с циркуляцией промывочной жидкости (рис.слева);

- подъем ГНКТ на начало целевого интервала обработки (наиболее близкого к «носку», рис.справа);

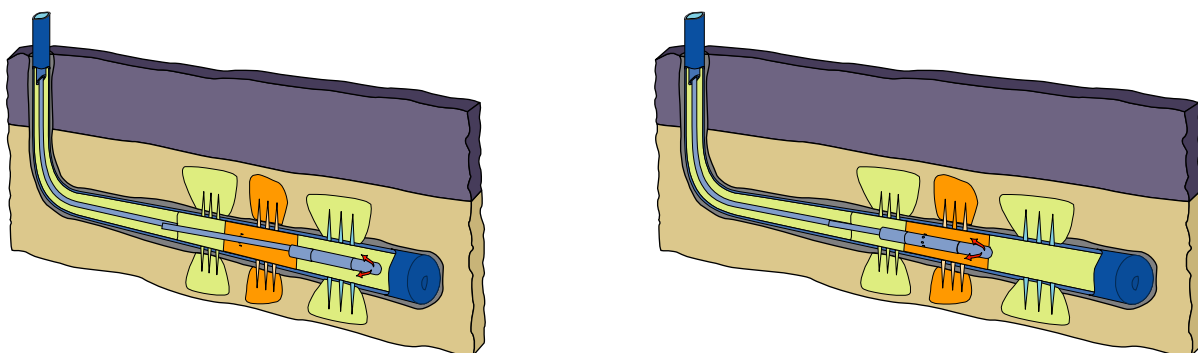


Рисунок 4.6- Жидкий пакер

- закачка первой пачки «жидкого пакера» (голубой цвет) в объеме скважины от «носки» ГС до начала целевого интервала обработки (наиболее близкого к «носку»). Закачку «жидкого пакера» после доводки его до выхода из ГНКТ вести в режиме «на продавку» (рис.слева);

- подъем ГНКТ до конца целевого интервала (наиболее близкого к «пятке» ГС, рис.справа);

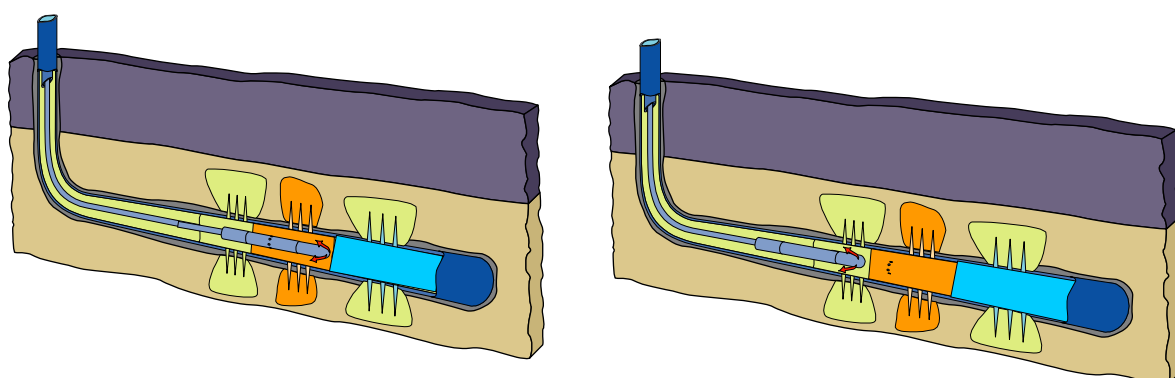


Рисунок 4.6- Жидкий пакер

- закачка второй пачки «жидкого пакера» в режиме «на циркуляцию» (рис.слева);
- спуск ГНКТ в середину целевого интервала обработки (рис.справа);

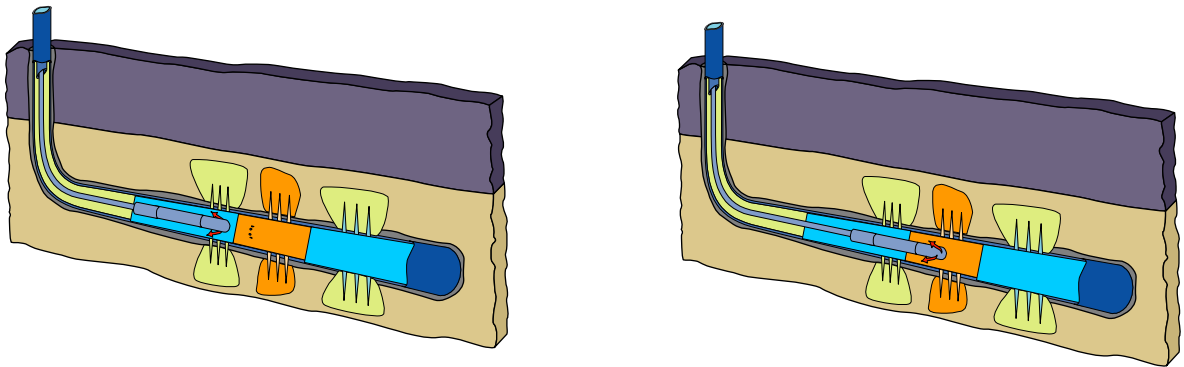


Рисунок 4.6- Жидкий пакер

- закачка раствора реагента (розовый цвет) в целевой интервал обработки в режиме «на продавку» (рис.слева);
- подъем ГНКТ на безопасный уровень;
- выдержка реагента на реакцию;
- спуск ГНКТ в ГС скважины с циркуляцией промывочной жидкости;
- освоение скважины и вынос продуктов реакции (рис.справа).

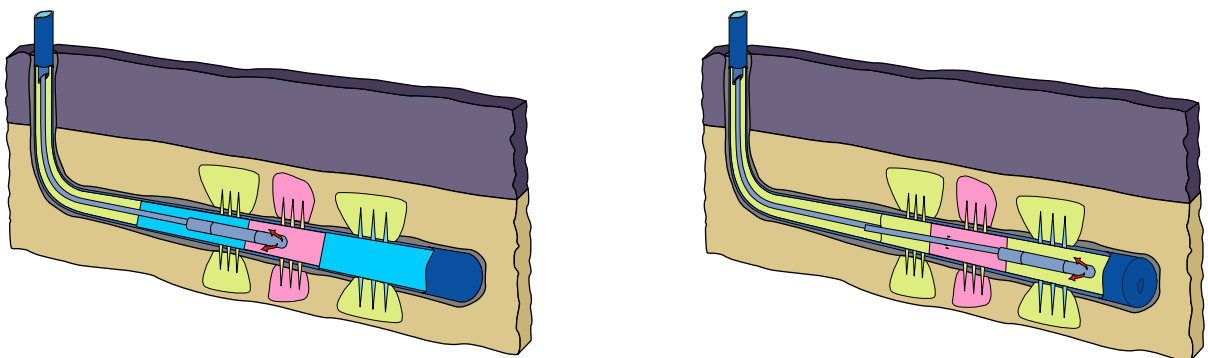


Рисунок 4.6- Жидкий пакер

Таблица 3.1.2 – Ограничения по технологиям ОПЗ

	Не рекомендуется	Рекомендация
	Проводить ОПЗ добывающих скважин использованием ингибированной соляной кислоты без модификации	Модификация Нефтенол-К 15 кг/м <sup>3</sup> , ОЭДФ 20 кг/м <sup>3</sup>
	Проводить ОПЗ с использованием ингибированной соляной кислоты на скважины НХ 1 без модификации	Модификация этиленгликолем (полигликолем) в количестве 10%
	Проводить ОПЗ с использованием ингибированной глиноукислоты на скважины Як, НХ 1, НХ 3-4 без модификации	Модификация норм-Бутиловым спиртом. Объем добавки – 10-15%
	Проводить ОПЗ нагнетательных скважин использованием ингибированной соляной кислоты без модификации	Модификация: ОЭДФ 20 кг/м <sup>3</sup> , ПАВ-гидрофилизатор 5÷10 кг/м <sup>3</sup> (Неонол АФ9-12, Нефтенол ВВД, Нефтенол ВКС и др.)
	Проводить глушение и промывки скважин НХ-1 и НХ 3-4 пресной водой.	Использовать 5%-ный раствор хлористого калия или раствор галита
	Проводить ОПЗ добывающих скважин с продавкой кислот на пласт	Проводить кислотные обработки по технологии кислотных ванн Для кислотной обработки на заданный (закольматированный) интервал использовать селективную закачку по технологии «жидкий пакер» (кандидат - БСГ-галит)
	Использовать нефть НХ 3-4 для удаления АСПО из скважин НХ-1.	Рекомендуется использовать растворители Fores SA-30 (ООО ФОРЭС-ХИМИЯ, г. Екатеринбург), СНПХ-7014А (ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань), Нефрас С4 150/200, Нефрас-АСПО (ООО «Тополь», г.Нижний Новгород).



## Выводы

1. Комплекс лабораторных исследований отложений (кольматантов) отобранных со скважин и скважинного оборудования на Ванкорском месторождении показал, что в настоящее время преобладающими компонентами их являются кварц (песок) и АСПО.

2. Установлена хорошая растворимость кернового материала продуктивных коллекторов в соляной и глиноукселе.

3. Фильтрационные исследования кислот на кернах Ванкорского месторождения показали эффект значительного затухания фильтрации и образования фильтрационного сопротивления по причине миграции частиц коллектора при его контакте с кислотами.

4. Для продуктивных коллекторов Ванкорского месторождения не рекомендовано проводить ОПЗ по технологии задавки кислот (соляной и глиноукселя) в пласт.

5. Для восстановления продуктивности добывающих скважин Ванкорского месторождения рекомендуется проводить ОПЗ по технологиям:

- при кольматации глинистым буровым раствором - глиноукселеванной ванна без продавки на пласт с 20 кг/м<sup>3</sup> ОЭДФ, 15 кг/м<sup>3</sup> Нефтенол-К и 10% норм-бутилового спирта.

- при кольматации АСПО и песком – разгазированной нефть НХ 3-4 с добавкой диспергатора АСПО в количестве 500 г/м<sup>3</sup> (Колтек 3034, СНПХ 7941) или растворителями

- Fores SA-30 (ООО ФОРЭС-ХИМИЯ, г. Екатеринбург), СНПХ-7014А (ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань), Нефрас С4 150/200, Нефрас-АСПО (ООО «Тополь», г. Нижний Новгород),

- при кольматации АСПО, солями, продуктами коррозии, песком – проводить соляноукселеванную ванну (12%-ная ингибированная соляная кислота

с добавкой 20 кг/м<sup>3</sup> ОЭДФ для скважин Як 3-7, НХ 3-4), 15 кг/м<sup>3</sup> Нефтенол-К. Для скважин НХ1 следует использовать 12%-ную ингибированную соляную кислоту с добавкой 20 кг/м<sup>3</sup> ОЭДФ, 15 кг/м<sup>3</sup> Нефтенол-К и 10% этиленгликоля.

6. Для селективной обработки реагентами заданного продуктивного интервала рекомендуется использовать технологию «жидкого пакера». В качестве отклонителя использовать блокирующий состав глушения БСГ-галит.

## **5 Экология и безопасность производства**

### **5.1 Техника безопасности при проведении работ**

Глушение скважины производится в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 «Правила промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

К проведению операций по глушению скважин с использованием химических реагентов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью, прошедшие вводный инструктаж и первичный инструктаж на рабочем месте.

К самостоятельной работе оператор по глушению допускается после:

- обучения в специализированном учебном заведении, имеющем разрешение (лицензию) территориальных органов Госгортехнадзора России,
- стажировки на рабочем месте,
- проверки знаний и при наличии удостоверения, дающего право на производство работ по химической обработке скважин.

К работе по глушению скважин допускаются специализированные бригады, прошедшие соответствующий инструктаж с оформлением наряд-допуска и ознакомленные с требованиями настоящего регламента.

Глушение скважин производится только после оформления двухстороннего акта о приеме скважины в ремонт с указанием места утилизации используемых в процессе ремонта технологических жидкостей.

Работы проводятся при наличии плана работ по приготовлению и закачке составов для глушения скважин.

Оборудование и работы по глушению и ремонту должны отвечать всем действующим требованиям промышленной, природоохранной и противопожарной безопасности.

Технические средства, используемые для приготовления и закачки рабочих агентов, должны быть исправными. Не допускается использование неисправных технических средств.

Ответственность за безопасное производство работ несет мастер ремонтной бригады, либо мастер бригады по опережающему глушению скважин. Операция осуществляется под непосредственным руководством мастера ремонтной бригады, либо мастера бригады по опережающему глушению скважин.

Территория, на которой устанавливается спецтехника, должна быть освобождена от посторонних предметов, расчищена от снега и спланирована. Пути возможной аварийной эвакуации должны быть свободны.

Ответственный за проведение работ обязан обеспечить выполнение общих требований техники безопасности:

- не допускать размещение агрегатов, автоцистерн и другого оборудования под действующими линиями электропередач;
- произвести проверку применяемого оборудования и инструмента на исправность;
- ознакомить исполнителей с характером работы, возможными опасными моментами и мерами предосторожности, расположением агрегатов, технологическим режимом приготовления и закачки ЖГ, схемой обвязки наземного оборудования.

Перед началом работ оператором по глушению проверяется наличие и состояние средств пожаротушения, средств индивидуальной защиты, медицинской аптечки, необходимого запаса чистой пресной воды, а также, при необходимости, нейтрализующих компонентов (мел, известь, хлорамин, 3% раствор соды).

Рабочий персонал, участвующий в проведении операции обязан использовать спецодежду, спецобувь и применять соответствующие дополнительные средства индивидуальной защиты (защитная каска, защитные

очки, резиновые перчатки, при необходимости - респиратор, прорезиненный фартук).

Нагнетательная система после сборки до начала закачки ЖГ подвергается опрессовке на полуторократное ожидаемое рабочее давление. При гидравлических испытаниях нагнетательной системы обслуживающий персонал удаляется за пределы опасной зоны, определяемой планом работ. Устранение пропусков под давлением запрещается.

Размещение оборудования осуществляется согласно фактической схеме расстановки оборудования. Передвижные насосные установки должны располагаться на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Кабины агрегатов обращаются в обратную от устья скважины сторону. Выхлопные трубы спецтехники должны быть оборудованы искрогасителями.

Перед глушением скважины произвести ее разрядку (газовую шапку), проверить исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании.

До начала работ по глушению скважины на кустовой площадке необходимо иметь противопожарный инвентарь. На весь период проведения ремонтных работ, включая глушение скважины на кустовой площадке категорически запрещается применение открытого огня.

В процессе закачки жидкости глушения запрещается крепление элементов обвязки находящихся под давлением. Ремонт нагнетательных трубопроводов, обвязки устья скважины или узлов агрегатов необходимо проводить только после остановки агрегатов и снижения давления до атмосферного.

В ходе проведения работ по глушению давление на затрубном (трубном) пространстве скважины контролируется манометром.

При производстве работ необходимо следить за герметичностью задвижек, фланцевых и других соединений. Все неплотности после снижения давления до атмосферного должны немедленно устраняться. Не допускается нахождение рабочего персонала вблизи трубопроводов под давлением.

Разборку промывочной линии следует начинать только после снижения давления в линии нагнетания до атмосферного. При этом задвижку устьевой арматуры со стороны нагнетания надо закрыть.

При работе с химическими реагентами следует использовать средства индивидуальной защиты и строго соблюдать требования безопасности, приведенные в технических условиях на соответствующий продукт.

## **5.2 Экологичность проекта**

Утилизацию насосного оборудования производят с соблюдением Федерального закона Российской Федерации «Об охране окружающей среды», требований других нормативно-правовых актов, так как в используемом оборудовании присутствуют драгоценные металлы и цветные сплавы ().

При техническом обслуживании насосного оборудования образуется ветошь замасленная. Состав (%): тряпье – 73; масло – 12; влага – 15.

Класс опасности – IV (малоопасный), степень негативного воздействия отходов на окружающую среду – низкая.

Промасленная ветошь представляет пожарную опасность. Для её временного размещения предусматриваем специальную емкость. По мере накопления промасленная ветошь сжигается или вывозится на термическое обезвреживание.

Отработанное масло (рабочая жидкость), как отход II класса опасности (высоко опасный), подлежит утилизации по согласованию с региональными органами по охране окружающей среды.

После выработки ресурса гидропривода, гидросистемы или гидроустройства агрегатов производят их демонтаж для утилизации выделенных групп составных частей и комплектующих, обращение с которыми осуществляют как с отходами производства и потребления.

Степень негативного воздействия отходов на окружающую среду – высокая.

Допускается временное хранение отходов на территории предприятия сроком до одного года без оформления разрешения при соблюдении правил временного хранения отходов. Площадки временного хранения отходов оборудованы таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение окружающей природной среды. Нормирование объемов и условий накопления токсичных промышленных отходов на площадках временного хранения осуществляется в соответствии с нормативно-методическим документом – Предельное количество накопления токсичных промышленных отходов на территории предприятия (организации).

Требования к площадкам временного хранения установлены экологическими, санитарными, противопожарными и другими нормами и правилами, а также ведомственными актами Ростехнадзора, МПР России, Минздравсоцразвития России, а также других министерств и ведомств. В соответствии с этими требованиями место и способ хранения отхода гарантируют следующее: отсутствие или минимизацию влияния размещаемого отхода на окружающую среду; недопустимость риска возникновения опасности для здоровья людей в результате локального влияния токсичных отходов; недоступность хранимых токсичных отходов для посторонних лиц; сведение к минимуму риска возгорания отходов; недопущение накопления отходов на территории объекта. При строительстве и эксплуатации объектов добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья будут образовываться отходы I-V классов опасности. ЗАО «Ванконефть» предполагает организовать полигон для утилизации твердых бытовых отходов непосредственно на месторождении. Также проектной документацией предусматривается строительство шламонакопителя для хранения и обезвреживания нефтяных и буровых шламов.

На этапе строительства источниками образования отходов являются: вырубка деревьев и корчевание пней; строительные-монтажные работы (строительство зданий и сооружений, монтаж технологического

оборудования); обустройство месторождения (пуско-наладочные работы, бурение скважин); жизнедеятельность рабочих; ремонтные работы (ремонт автотранспорта и оборудования). Основными источниками образования отходов при эксплуатации объектов являются жизнедеятельность рабочих, работа машин, ремонтные работы, уборка административных и складских помещений. Для предотвращения негативного влияния на окружающую среду при обращении с отходами ЗАО «Ванкорнефть» будет соблюдать условия сбора и хранения отходов в местах (площадках) временного хранения; а также обеспечивать своевременный вывоз отходов с площадок временного хранения для последующей переработки, обезвреживания или захоронения. Негативное воздействие отходов на окружающую среду гипотетически возможно только при нарушении правил сбора, временного хранения и правил транспортировки отходов на предприятии, однако ЗАО «Ванкорнефть» приложит все необходимые усилия для того, чтобы не допустить требования Законодательства РФ в области обращения с отходами.



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Экспериментально на естественных образцах горных пород исследованы процессы взаимодействия различных технологических жидкостей с пластовыми системами. Получена динамика фильтрационных характеристик пород при моделировании многократных глушений и освоений скважин.

Осуществлен новый подход к выбору типа и составов жидкостей глушения скважин, обеспечивающий достижение целей и задач глушения продуктивных пластов с одновременным сохранением коллекторских характеристик пласта.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Белов В.П. Классификация и экспериментальная оценка кольтматирующих свойств промывочных жидкостей и реагентов, применяемых при бурении скважин //Совершенствование процессов бурения скважин и нефтеотдачи: Сб. тр. /КПиТ. -1984.- С.8-25.
2. Выбор жидкостей для испытания и капитального ремонта скважин//Экспресс - информ //Сер. Бурение, разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений в зарубежных странах.- М.: ВНИИЭгазпром, 1985.13.-С 10-21.
3. Общий обзор жидкостей, используемых для заканчивания скважин /Экспресс-информ //Сер. Бурение: зарубежный опыт.- М.:ВНИИОЭНГ, 1984.-Вып. П.- С.1-5.
4. Растворы для заканчивания и ремонта скважин // Экспресс-информ./ Сер. бурение: зарубежный опыт.- М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- Вып. 10.- С.12-15.
5. Результаты лабораторных и промысловых исследований задавочных жидкостей для нефтяных месторождений Северо-Запада Башкирии / Ш.И.Валеев, Ф.Я.Искамов, А.Г.Вахитова, В.П.Наумов // Интенсификация разработки и нефтеотдачи нефтяных месторождений Башкирии: Сб. тр. /БашНИПИнефть. - Уфа, 1983. - Вып. 64. - С.38-42.
6. Тяжёлые жидкости для освоения и ремонта скважин //Экспресс-информ //Сер. бурение: зарубежный опыт. - М.: ВНИИОЭНГ, 1984.- Вып. 13- С.23-25.
7. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. - М: Недра, 1978.- 256 с.
8. Сургучев М.Л. Завершение скважин - состояние и проблемы//Тр./ВНИИ.- 1986.-С.140-147.

9. Рябоконт С.А., Вольтере А.А., Сурков А.Б., Глущенко В.Н. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта. //Сер. нефтепромысловое дело. - М: ВНИИОЭГОГ, 1989. - 44 с.
10. А.с. 1361311 СССР, МКИ<sup>^</sup> Е 21В 43/12. Устройство для глушения скважин /З.А.Росте, А.В.Соколов, А.Н.Авраменко //Открытия. Изобретения.-М.:Бюл. №47, 1987.
11. А.с. 1361202 СССР, МКИ\* Е 21В 33/10. Устройство для глушения скважин /Ю.В.Зелепукин //Открытия. Изобретения. - М.: Бюл. № 47, 1987.
12. Влияние задавочных жидкостей на продуктивность скважин. /Валеев Ш.И., Каюмов Л.Х., Вахитова А.Г. //Нефтепромысловое дело, 1979.-№6.-С.39-41 .
13. Пенообразующие жидкости для глушения скважин /А.М.Шарипов, Х.Ш.Сабиров, Т.Г.Кутлубаева, Ю.С.Клочко //Нефтяная и газовая промышленность, 1983.- № 1.- С.38-41.
14. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти:Справочник рабочего.-М.:Недра, 1986.- С.223.
15. Горшков А.К., Ковалко М.П., Пыж В.П. Опыт глушения скважин при ремонтных работах на Машевском месторождении //Нефтяная и газовая промышленность, 1986.- № 4.- С.36-37.
16. Рябоконт С.А., Бражников А.А . Применение рассолов большой плотности в качестве бурового раствора при заканчивании скважин //НТИС / Нефтепромысловая геология, геофизика и бурение -М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- Вьш.9.- С.12-14.
17. Зарипов СВ., Толкачев Ю.И., Вайсман А.М . и др. Исследование и испытание жидкостей для глушения скважин при подземных ремонтах// Нефт.х-во.- 1073.- № 6.- С.38-41.

18. Вальтере А.А., Рябоконт С.А. Ингибирующие свойства жидкости глушения плотностью до 1600 кг/м<sup>3</sup> без твёрдой фазы //Растворы и технологические требования к их свойствам : Сб. тр. /ВНИИКРнефти.- 1986.- С. 174-176.
19. Влияние состава раствора бромида кальция на технологические свойства буровых растворов на его основе. /С.А.Рябоконт, А.А.Бражников, В.П.Луковников и др. //НТИС. Нефтепромысловая геология, геофизика и бурение. -М.:ВНИИОЭНГ, 1985.- Вып.7.- С.41- 44.
20. Галян Н.Н., Тарнавский А.П., Обещенко Г.К. Глушение газовых скважин тиксотропными жидкостями на основе пластовых вод //Экспресс- информ. / /Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром, 1985.- Вып. 5.- С.13-15.
21. Использование обработанных эмульсий в добыче нефти / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глуш;енко, Б.А. Лерман // Сер. нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986.- Вып. 6.- 48 с.
22. Орлов Г.А., Рылов Н.И., Давыдова А.И. Разработка и совершенствование жидкостей глушения на углеводородной основе//Тр. Татар.н.-и. и проект, ин-т нефт. пром-ти, 1980. -№ 43. -С. 61-69.
23. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в добыче нефти. -М.: Недра, 1991. - 224с.
24. Опыт и перспективы использования обратных эмульсий для глушения скважин /И.П. Королёв, В.Н. Глущенко, М.Ш. Кендис, Г.А. Орлов //Нефтяное хозяйство, 1986.- № 10.- С.59-62. 168. Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1976.- 88с.
25. Результаты опытно-промышленных испытаний гидрофобно-эмульсионных растворов на предприятия ВПО»Каспморнефтегазпром»./А.Б. Сулейманов, К.К. Мамедов, Э.Е.

- Каневский, Э.А. Шахзадян // НТИС /Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- Вып.12.-С.19-20.
26. Интяшин А.Д., Городнов В.П., Андриянов В.Н. Результаты промысловых испытаний мицеллярных растворов для вскрытия и глушения скважин /РНТС. //Сер. нефтепромысловое дело .-М.: ВНИИОЭНГ, 1983.- Вып.4. -С.8-9.
27. Корли У.Т., Паттон Дж. Т. Растворы, не содержащие твёрдой фазы, для заканчивания и ремонта скважин // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1984.-№ П.- С.17-22.
28. Выбор жидкостей для испытания и капитального ремонта скважин//Экспресс - информ //Сер. Бурение, разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений в зарубежных странах.- М.: ВНИИЭгазпром, 1985.13.-С 10-21.
29. О правильном выборе жидкости для заканчивания и ремонта скважин// Экспресс-информ //Сер. Бурение: зарубежный опыт.- 1986.- Вып.18.- С.19-23.
30. Fluid-loss Controll through the use of a liquid-thickened Completion and workover brine / J.E. Hudson, M.D. Coffey, C.W. Saner, A.S. Jest // Journal of petroleum Technology. - October, 1983.
31. Тяжёлые жидкости для освоения и ремонта скважин //Экспресс- информ //Сер. бурение: зарубежный опыт. - М.: ВНИИОЭНГ, 1984.-Вып. 13- С.23-25.
32. SPE 80946. Brian Evans (BJ Services). Fluid Loss Control – Improvement for HTHP Wells
33. SPE 30119. R.M.Hodge, W.M. MacKinlay, W.R. Landrum (Conoco Inc.). The Selection and Application of Loss Control Materials to Minimize Formation Damage in Gravel Packed Completions for a North Sea Fiel

