|  |  |
| --- | --- |
|  | *Приложение № 1*  к техническому заданию Лот №3  на выполнение работ:   1. «Стандартные исследования керна скважины №204 Олимпийского месторождения Александровского участка недр Оренбургской области»; 2. «Специальные исследования керна скважины №204 Олимпийского месторождения Александровского участка недр Оренбургской области». 3. «Лабораторные исследования керна скважин №7 Мохового и №100 Олимпийского месторождений для подбора оптимального МУН пластов Т1 турнейского яруса и Д3 ардатовского горизонта» |

Требования к составу и объему исследований для включения их в ТЗ на проведение исследований по подбору составов для выполнения ВПП

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |

**СОДЕРЖАНИЕ**

[Введение 3](#_Toc176887043)

[1. Объект и условия испытания 5](#_Toc176887044)

[2. Требования к оборудованию 5](#_Toc176887045)

[3. Подготовка рабочих жидкостей к испытанию 5](#_Toc176887046)

[4. Подготовка модели пласта к испытанию 6](#_Toc176887047)

[5. Подготовка фильтрационной системы к испытанию 7](#_Toc176887048)

[6. Выполнение измерений коэффициента проницаемости 7](#_Toc176887049)

[7. Выполнение измерений коэффициента вытеснения нефти 8](#_Toc176887050)

Введение

Для подбора новых неиспытанных на пластах месторождений методов ВПП требуется выполнить следующие лабораторные исследования:

1. совместимость выбранного состава потокоотклоняющих технологий (далее состав) с породой и пластовыми флюидами (закачиваемой и пластовой водой, нефтью и свободным газом) для предотвращения необратимых негативных последствий;
2. динамика коэффициента вытеснения нефти до и после обработки составом на объемной модели пласта (две параллельные модели с образцами керна различной проницаемости) и его применение при определенных пластовых условиях.
3. оценка влияния пластовой температуры и давления на свойства состава и его стабильность (оценка времени «жизни» состава).
4. определение сценария для закачки и продавки состава в пласт (оценка периодичности выполнения ВПП и объемов закачки составов).

На основе вышеперечисленных исследований принимается первоначальная технология – концентрация химических реагентов в составе, объемы оторочек, соотношения расходов разных агентов и др.

Для составления данной работы был изучен большой объем литературы, но основной источник для состава и объемов исследований в лабораторных условиях является *«Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти»*. В работе [2] разработан методологический подход к определению коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти из пород при испытании составов физико-химических МУН в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.0-45, ГОСТ 26450.2-85, ОСТ 39-195-86 и ОСТ 39-235-89, который включает:

1. требования к оборудованию для проведения испытаний;
2. подготовку рабочих жидкостей;
3. подготовку моделей пласта;
4. подготовку фильтрационной системы;
5. выполнение измерений коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти.

1. Объект и условия испытания

Объектом испытания является модель пласта, состоящая из единичного или составного образца породы правильной геометрической формы, подготовленного из полноразмерного керна изучаемого пласта. Условия испытания должны обеспечивать сохранение или воспроизведение естественных физико-химических характеристик системы «порода – пластовые флюиды», поддержание в процессе эксперимента значений температуры и давления, соответствующих пластовым. Скорость совместного течения флюидов во время испытания должна выбираться, исходя из значений промысловых скоростей перемещения фронта вытеснения (фактических или проектируемых). При проведении испытания необходимо использовать пластовые нефть, газ и воду, либо их модели, а также жидкости и газы, применяемые в качестве рабочих агентов при разработке месторождения [ОСТ 39-235-89, стр. 2-3].

2. Требования к оборудованию

Система для проведения испытаний составов технологий ВПП должна состоять из взаимосвязанных функциональных блоков, обеспечивающих проведение опытных работ при условиях, моделирующих пластовые (Таблица 1).

**Таблица 1 – Основные характеристики фильтрационных систем**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Параметр | Ед. изм. | Значение |
| 1 | Максимальное давление обжима | МПа | не менее 68,0 |
| 2 | Максимальное поровое давление | МПа | не менее 40,8 |
| 3 | Максимальная рабочая температура | ˚С | не менее 150 |
| 4 | Диапазон изменений проницаемости | мД | 0,001 – 5 000 |
| 5 | Диапазон изменений расхода насоса | см3/мин. | 0,00001 – 50 |
| 6 | Материал исполнения контактирующего с поровым флюидом поверхности | — | Hastelloy C-276, Titanium, Viton, Peek, Teflon |

Принципиальная схема системы включает следующие основные блоки:

* нагнетания испытуемых флюидов;
* моделирования условий залегания пласта;
* регулирования давления обжима;
* регулирования обратного давления для потока фильтрации;
* управление системой и регистрации данных эксперимента.

3. Подготовка рабочих жидкостей к испытанию

При определении проницаемости и остаточной нефтенасыщенности породы пласта используются пробы безводной нефти, воды и технологические жидкости, применяемые в качестве рабочих агентов при разработке конкретного пласта. При отсутствии проб пластовых флюидов допускается применять их модельные аналоги [2].

В качестве модели нефти использовать дегазированную нефть, разбавленную растворителем (керосином, бензином, петролейным эфиром и др.), количество которого подбирается экспериментально таким образом, чтобы вязкость и величина межфазного натяжения на границе с водой модели нефти соответствовали пластовым условиям. Количество растворителя не должно превышать 30% объема смеси [ОСТ 39-235-89, стр. 8 / ОСТ 39-195-86, стр. 6]. Основным критерием соответствия модельной нефти по отношению к пластовой газонасыщенной является равенство реологических характеристик (вязкость, плотность) между ними при пластовых условиях.

В качестве модели воды применять растворы, солевой состав которых аналогичен составу пластовой воды, либо раствор NaCl соответствующей солености [ОСТ 39-235-89, стр. 10]. Качественный и количественный солевой состав рассчитывается на основании результатов химического анализа пластовой воды и принятого для исследуемого пласта значения ее минерализации в пересчете на хлористый натрий.

Приготовление составов для выравнивания профиля приемистости, проводится в соответствии с регламентирующими документами на проведение геолого-технических мероприятий.

4. Подготовка модели пласта к испытанию

Фильтрационные испытания составов технологий ВПП проводятся на объемной модели из двух составных колонок образцов керна. Каждая колонка монтируется из отдельных цилиндрических образцов с ненарушенной структурой диаметром 30 или 38 мм и длиной не менее 27 мм. Перед проведением испытаний образцы экстрагируются в спиртобензольной смеси для полного удаления из пустотного пространства углеводородов и, при наличии высокой (более 50– 100 г/л) минерализации пластовой (остаточной) воды, обессоливаются в аппаратах Сокслета. Далее промытые образцы высушивают до постоянной массы с точностью до 0,001 г в сушильном шкафу при температуре от +102 до +105 °С в течение 12 ч. Высушенные образцы до проведения эксперимента хранить в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием в течение 2-3 ч, после чего проводят определение их фильтрационно-емкостных свойств. По известным значениям абсолютной проницаемости отдельных цилиндрических образцов скомпоновать составной образец таким образом, чтобы по направлению течения флюидов каждый последующий образец имел меньшую проницаемость [ОСТ 39-235-89, стр. 12]. В зависимости от решаемых задач при моделировании технологических процессов воздействия на прискважинную или удаленную зоны пласта растворами химических реагентов определение проницаемости породы по жидкости (по воде – при вытеснении нефти, по нефти или воде – при изменении флюидопроводимости породы) выполняется при ее фильтрации через объемную модель пласта в направлении снижения проницаемости пористой среды. Водонасыщенность составной модели пласта перед проведением испытаний создается методом центрифугирования, обеспечивающим соответствие содержания остаточной воды в пустотном пространстве отдельных образцов ее количеству в пластовых условиях. Сущность метода заключается в вытеснении избытка воды из полностью водонасыщенного образца при центрифугировании за счет создания капиллярного давления на границе раздела фаз «воздух – вода» в порах породы. Заключительным этапом подготовки модели пласта является донасыщение образцов керна с воссозданной остаточной водой керосином в эксикаторе при вакуумировании в течение не менее 4 ч [2].

5. Подготовка фильтрационной системы к испытанию

Порядок проведения подготовительных мероприятий на системе перед испытанием включает:

* заправку накопителей испытуемыми флюидами (пластовые пробы нефти, воды или их модельные аналоги, растворы химических составов);
* загрузку модели пласта из образцов керна в резиновую манжету кернодержателя, подсоединение флюидопроводящих трубок;
* проверку гидравлической схемы системы на герметичность за счет создания всестороннего (горного) и внутрипорового (пластового) давлений в кернодержателе, соответствующих условиям залегания нефтяного пласта;
* нагрев узлов системы (накопителей, кернодержателя, сепаратора и др.) до пластовой температуры;
* выставление настроек программного обеспечения и последовательности проведения опыта, создание файла регистрации данных; – вытеснение керосина нефтью за счет ее прокачки через модель пласта в количестве не менее 3-4 объемов пор в режиме поддержания постоянного расхода, не превышающего линейную скорость фильтрации 1 м/сут;
* выдержку модели пласта в течение 12-16 ч при термобарических условиях для стабилизации системы «горная порода – флюиды» [2].

6. Выполнение измерений коэффициента проницаемости

Метод измерения основывается на оценке пропускающей способности породы-коллектора для фильтруемой жидкости (воды, нефти или их моделей) до и после ее обработки химическими составами для ВПП. Сущность метода заключается в испытании составов технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов на параллельных колонках из образцов керна разной проницаемости, эффективность от применения которых в зависимости от поставленных задач (повышение производительности работы скважин, выравнивание профиля приемистости и фронта вытеснения, доотмыв остаточной нефти и др.) определяется изменением флюидопроводимости горной породы.

При проведении экспериментальных работ фильтрация через модель пласта принятых к испытанию флюидов (нефть, вода, растворы химических составов и др.) выполняется при поддержании постоянного расхода на протяжении всего опыта, который определяется из линейной скорости их течения в области ближней или удаленной от скважины зоны пласта (1):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1) |

где – линейная скорость фильтрации, м/сут; – суммарный расход фильтруемых жидкостей, см3/с; – площадь поперечного сечения образца, см2; – пористость образца, доли. ед.; , , – остаточная водо-, нефте- и газонасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли ед.

Измерение коэффициента проницаемости модели пласта по жидкости (нефти, воде) проводится после ее прокачки через породу в количестве не менее 4-6 поровых объемов и наличии стабилизации градиента давления на торцах составной колонки. Вычисление результатов измерений коэффициента проницаемости породы пласта по жидкости производится по формульному выражению линейного закона фильтрации Дарси (2):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (2) |

где – проницаемость породы по жидкости, мкм2; – объемный расход жидкости в условиях эксперимента, см3/с; – длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см; – площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см2; – вязкость жидкости в условиях проведения эксперимента, мПа\*с; – перепад давления на измеряемом участке при данном режиме фильтрации, 105 Па.

7. Выполнение измерений коэффициента вытеснения нефти

Метод измерения предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта за счет фильтрации через ее пустотное пространство вытесняющих агентов (вода, растворы химических реагентов) до предельной обводненности отбираемого флюида. Сущность метода заключается в моделировании процесса заводнения продуктивных горизонтов. Совмещение процессов заводнения и прокачки оторочек составов потококорректирующих технологий позволяет установить дополнительный прирост вытеснения остаточной нефти. Вытеснение нефти из модели пласта проводится при поддержании постоянного расхода для всех прокачиваемых жидкостей, который должен соответствовать реальной или проектной (ожидаемой) линейной скорости (1) их фильтрации в области удаленной от скважины зоны пласта. Порядок проведения измерений коэффициентов вытеснения нефти при испытании составов технологий состоит из следующих этапов:

* непрерывное вытеснение нефти водой до полного обводнения выходящей из объемной модели жидкости, но не менее 4–6 объемов пор модели пласта~~.~~ При этом измеряется объём вытесненной водой нефти (начальный объём).*;*
* прокачка через объемную модель пласта оторочек составов потококорректирующих технологий от 0,5 до 4 поровых объемов, количество которых при проведении испытаний принимается, исходя из особенностей технологического процесса закачки растворов химических реагентов в пласт;
* прокачка через объемную модель пласта оторочки воды в количестве 4–6 объемов пор породы. Конечный объем дополнительно вытесненной нефти после фильтрации оторочек составов технологий определяется ретортным методом. Достигнутый прирост доизвлечения остаточной нефти ∆Квыт. после применения составов технологий определяется из разности между конечным Квыт.кон и начальным Квыт.нач коэффициентами вытеснения (3):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3) |

Начальный (при вытеснении нефти водой) и конечный (после прокачки составов технологий) коэффициенты вытеснения нефти рассчитываются по формулам (4), (5):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4) |
|  | (5) |

где , – коэффициенты вытеснения нефти до и после прокачки составов технологий через модель пласта соответственно, %; , – объемы вытесненной нефти по показаниям сепаратора и экстракционной реторты соответственно, приведенные к условиям испытания, см3; – объем нефти, первоначально содержащейся в модели пласта, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенный к условиям испытания, см3.

Содержание остаточной нефти в модели пласта после прокачки составов технологий определяется по формуле (6):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (6) |

где – остаточная нефтенасыщенность модели пласта после прокачки составов технологий, %; – поровый объем модели пласта из образцов керна, см3.

**Таблица 2 – Порядок проведения исследований и объемы прокачки флюидов**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Исследование | Цель исследования | Порядок проведения измерений | Объем прокачки, поровых объемов | Примечание |
| 1 | Коэффициент проницаемости | Оценка пропускной способности породы до и после ВПП | Измерение коэффициента проницаемости модели пласта по жидкости после ее прокачки через породу (до обработки составами ВПП и после) | 4-6 | Проведение исследований при стабилизации градиента давления на торцах составной колонки |
| 2 | Коэффициент вытеснения | Определение дополнительного прироста вытеснения остаточной нефти за счет совмещения процессов заводнения и прокачки оторочек составов | Непрерывное вытеснения нефти водой до полного обводнения выходящей из кернодержателя жидкости | 4-6 | Измеряется объём вытесненной водой нефти (начальный объём). |
|  |  | Прокачка через объемную модель пласта оторочек составов потококорректирующих технологий | 0.5-4 | Количество объемов прокачки при испытании определяется, исходя из особенностей тех. процесса закачки растворов хим. реагентов в пласт |
|  |  | Прокачка через объемную модель пласта оторочки воды | 4-6 | Конечный объем дополнительно вытесненной нефти после фильтрации оторочек составов технологий определяется ретортным методом |

8. Требования к составу и объему исследований

В работе «Обзор методов увеличения нефтеотдачи (МУН, ВПП)» [1] выполнен анализ эффективности проводимых мероприятий для ВПП на месторождениях ООО «Геопрогресс», а также составлен рейтинг подбора состава для ВПП на основе фильтрационных характеристик пласта, PVT-свойств насыщающих пласт флюидов, промысловых данных и стадии разработки эксплуатационного объекта. Таким образом, для выбора технологии ВПП и ее исследования можно рекомендовать «мягкие» составы с временным эффектом: вязкие эмульсионные системы (ВЭС), сшитые полимерные системы (СПС), сшитые полимерные системы и поверхностно-активные вещества (СПС + ПАВ), вязкоупругие составы (ВУС), вязкоупругие составы с поверхностно-активными веществами (ВУС + ПАВ), гелеобразующие системы (ГОС), полимер-гелиевые составы (ПГС) и полимер-ПАВ-содержащий гелиевый состав (ППГС).

**1. Составная модель пласта**

Для каждого исследуемого пласта каждого месторождения требуется не менее трех составных моделей с различными характеристиками проницаемости. Порядок компоновки каждого образца в модели пласта приминают, исходя из условия, что каждый последующий образец в составной колонке имеет меньшую проницаемость, при этом отклонение проницаемости между двумя близлежащими образцами не должно превышать 10-15 %.

**Таблица 3 – Требования к количеству составных образцов модели пласта**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Месторождение/скважина | Пласт | Кол-во составных образцов для иссл. | Требования к проницаемости составной модели пласта |
| 1 | Олимпийское/№100 | ДIII | 5 | Каждая составная модель должна характеризоваться разной проницаемостью |
| 2 | Моховое/№7 | Т1 | 5 |

Значение проницаемости первой составной модели пласта должно соответствовать среднему принятому по пласту (либо среднему по исследованиям собственного керна), для второй модели – среднее принятое значение должно быть в 2 раза выше, для третьей модели – в два раза ниже значения первой модели.

**2. Совместимость хим. состава для ВПП с пластовыми флюидами**

Для каждого выбранного состава, требуется выполнить исследование на совместимость конкретного состава с породой и пластовыми флюидами (закачиваемая и пластовая вода, нефть и свободный газ) для предотвращения негативных последствий и необратимых ухудшений призабойной зоны пласта.



**Рисунок 1 – Блок-схема совместимости состава потокоотклоняющих технологий   
с пластовой системой**

**Таблица 4 – Требования к количеству исследований совместимости состава потокоотклоняющих технологий с пластовой системой**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Месторождение/Скважина | Пласт | Насыщающие пласт флюиды | Количество исследований совместимости на один состав |
| 1 | Олимпийское/№100 | ДIII | нефть / вода пластовая / вода закачиваемая (подтоварная) / **возможно** техногенная газовая шапка | 5  (флюиды + порода) |
| 2 | Моховое/№7 | Т1 | нефть / вода пластовая / вода закачиваемая (подтоварная) | 5 (флюиды + порода) |

**3. Оценка эффективности выбранного хим. состава для ВПП (определение коэффициентов проницаемости и вытеснения)**

Для каждой составной модели пласта и каждого выбранного состава, требуется выполнить определение коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти водой для оценки эффективности применения данного состава с целью ВПП.

**Таблица 5 – Требования к количеству определений коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти водой**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Месторождение/Сквавжина | Пласт | Исследуемый параметр | | | |
| Кпр до обработки, иссл. | Квыт до обработки, иссл. | Кпр после обработки, иссл. | Квыт после обработки, иссл. |
| 1 | Олимпийское/№100 | ДIII | 3 - 5 | 3 - 5 | 3 - 5 | 3 - 5 |
| 2 | Моховое/№7 | Т1 | 3 - 5 | 3 - 5 | 3 - 5 | 3 - 5 |

Эффективность применения составов зависит от оптимального объема их закачки для каждой обрабатываемой скважины. При недостаточном объеме фильтрационное сопротивление будет мало, и ВПП не будет достигнут, слишком большой объем закачки составов может привести к временному блокированию нефтенасыщенных интервалов пласта, что также не позволит получить ВПП.

Таким образом, для лабораторного испытания одного состава для одной объемной модели пласта требуется выполнить: от 4 до 5 исследований совместимости состава с пластовой системой (в зависимости от количества насыщающих пласт флюидов и закачиваемых вод), не менее 3 определений коэффициентов проницаемости и вытеснения как до, так и после обработки модели пласта составом. Общее количество исследований на одну модель пласта составляет от 16 до 17, для трех моделей пласта, характеризующихся различной проницаемостью от 48 до 51.

**4. Алгоритм проведения лабораторных испытаний**

1. Подготовка моделей рабочих жидкостей и составов потокоотклоняющих технологий, кернового материала – составных образцов для каждого пласта каждого месторождения. Опыты производятся на цилиндрических образцах 20-50 мм. Отбор образцов производится из проницаемой части пласта из расчета 5 образцов на 1 метр. Всего необходимо изготовить 50 образцов (25 шт. пл. Т1 скв.№7 Мохового месторождения и 25 шт. пл. ДIII Олимпийского месторождения). Места отбора образцов согласовываются с Заказчиком.
2. Определение абсолютной проницаемости составной модели пласта – производится на 50 отобранных образцах, результат предоставляется Заказчику, который утверждает 10 образцов (5 пл. Т1 и 5 пл. ДIII) для проведения моделирования процесса вытеснения нефти;

*До прокачки составов потокоотклоняющих технологий:*

1. Насыщение модели пласта и определение коэффициента проницаемости по жидкости. Измерение коэффициента проницаемости по жидкости (нефти, воде) проводится после ее прокачки через породу в количестве не менее 4-6 поровых объемов и стабилизации градиента давления на торцах составной колонки;
2. Измерение проницаемости проводится по объемной модели и на отдельных колонках образцов
3. Определение коэффициента вытеснения закачиваемой водой (жидкостью) происходит при непрерывном вытеснении нефти до полного обводнения выходящей жидкости, но не менее 4-6 поровых объемов модели пласта. Начальный объем вытесненной водой нефти определяется определяется ретортным методом;

*Подготовка составов и прокачка через составную модель пласта:*

1. Определение совместимости состава выбранной технологии с пластовой системой при смешивании (нефть, вода пластовая, потокоотклоняющая жидкость);
2. Оценка влияния пластовой температуры и давления на свойства состава и его стабильность (оценка времени «жизни» состава в пластовых условиях вне образца);
3. Прокачка через модель пласта оторочек составов от 0,5 до 4 поровых объемов модели. Ожидание полимеризации;

*После прокачки составов потокоотклоняющих технологий:*

1. Определение коэффициента проницаемости по воде после обработки объемной модели составами потокоотклоняющих технологий. Измерение коэффициента проницаемости по воде проводится после ее прокачки через породу в количестве не менее 4-6 поровых объемов и стабилизации градиента давления на торцах составной колонки. Определение коэффициента вытеснения после обработки объемной модели составами потокоотклоняющих технологий. Конечный объем дополнительно вытесненной нефти после фильтрации оторочек составов технологий определяется ретортным методом.

*Анализ результата исследования:*

1. Оценка изменения проницаемости исследуемой составной модели пласта и коэффициента вытеснения после обработки составами потокоотклоняющих технологий.

Для каждого выбранного состава требуется выполнять пункты 5-11.