

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Генерального Директора -
Главный геолог
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

М.А. Кузнецов

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по микросейсмическому мониторингу
многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

1. Наименование, назначение и цели выполняемых работ:

Наименование работ

Работы по микросейсмическому мониторингу многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП)

Цели работ

выявление и картирование вторичной трещиноватости, образующейся в процессе многостадийного ГРП (МГРП);

- выделение зон питания добывающих скважин и фронта распространения флюида в процессе закачки в пласт (пассивный мониторинг);

- модификация геолого-технологической модели объекта разработки с учетом результатов полученных данных микросейсмического мониторинга ГРП и пассивного микросейсмического мониторинга добычи;

- выдача рекомендаций по ориентации ствола горизонтальной скважины и технологии проведения ГРП, по совершенствованию системы разработки.

2. Место выполнения работ

Объекты производственной деятельности ОАО «СН-МНГ» (работы выполняются по 5 скважинам)

3. Сроки выполнения работ

3.1.Сроки проведения полевых работ – 01.11.2015 - 31.12.2015 года.

3.2. Сроки выполнения камеральных работ – 01.01.2016-31.12.2016г.

4. Условия выполнения работ. Сезонность

5. Требования по выполнению сопутствующих работ, поставкам необходимых материалов, в том числе оборудования.

6. Порядок (последовательность, этапы) выполнения работ

6.1. Мобилизация – 7 суток;

6.2. Фоновая запись до проведения ГРП – 1 сутки;

6.3. Период ГРП (согласно регламента) – около 5 суток;

6.4. Запись ремиссии – 1 сутки;

6.5. Микросейсмический мониторинг добычи – 18 суток (на одной скважине участка района работ);

6.6. Демобилизация – 2 суток.

7. Требования к качеству работ, в том числе технология производства работ, методы производства работ, организационно-технологическая схема производства работ

7.1. Методы решения задачи мониторинга:

Мониторинг геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на месторождении осуществляется путем регистрации микросейсмической эмиссии на дневной поверхности с помощью малоапертурной антенны, расположенной в эпицентральной зоне источников эмиссии, и специализированной обработки данных.

Обработка данных заключается в решении обратной кинематической задачи, определения координат источников микросейсмической эмиссии и средней скорости распространения продольных волн от источника к пунктам наблюдения на дневной поверхности и интерпретации полученных материалов с учетом геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по месторождению и параметров геолого-технологических мероприятий, проводимых на исследуемых скважинах.

7.2. Схема проведения микросейсмического мониторинга МГРП:

7.2.1 Мобилизация – 7 суток;

7.2.2 Фоновая запись до проведения ГРП – 1 сутки;

7.2.3 Период ГРП (согласно регламента) – около 5 суток;

7.2.4 Запись ремиссии – 1 сутки;

7.2.5 Пассивный микросейсмический мониторинг добычи – 18 суток (на одной скважине участка района работ);

7.2.6 Демобилизация – 2 суток.

7.3. Методика и технические требования к проведению полевых наблюдений:

7.3.1. Регистрация на всех каналах должна быть синхронизирована с погрешностью не более 100 микросекунд.

7.3.2 Частота дискретизации сигнала должна быть не менее 500 Гц (0.02 мс).

7.3.3. Рабочий диапазон частот 5 - 200 Гц.

7.3.4. Разрядность АЦП - 24.

7.3.5. Регистрация должна осуществляться непрерывно в автономном режиме в периоды времени, заданные оператором. Обычно при производстве ГРП регистрация осуществляется:

- до начала работ в течение не менее 12-ти часов с целью определения фона естественных и техногенных шумов;
- во время производства работ (перфорация, мини ГРП, МГРП);
- после производства ГРП не менее чем 12 часов для наблюдения за спадом микросейсмической эмиссии, возбуждаемой технологическими мероприятиями.

7.3.6. При выборе скважины для мониторинга МГРП желательно, чтобы она была расположена как можно дальше от различных мощных техногенных источников не регулярных шумов (функционирующих буровых установок, автомобильных и железнодорожных трасс, УЭЦН).

7.3.7. Система наблюдения: площадная с разнесенными группами датчиков, аппертура антенны 400 – 800 м, распределение датчиков антенны равномерное с учетом рельефа местности. Антенна располагается в области проекции зоны перфорации на дневную поверхность или над зоной добычи/закачки флюида. При наличии мощной зоны малых скоростей (ЗМС) датчики заглубляются в грунт на глубину не менее 1 м.

7.3.8. Общее количество датчиков антенны определяется в зависимости от условий регистрации на поверхности, поставленной задачи и т.п. и может изменяться от 20 до 60 шт. Относительная погрешность в определении координат по латерали (две горизонтальные компоненты) не менее 10 м, по вертикали не менее 20 - 30 м.

7.3.9. Смена твердотельных накопителей с регистраторов и регламентное обслуживание производится по мере производственной необходимости, но не реже 1 раза за трое суток.

7.3.10. Определение координат установки датчиков антенны производится с использованием спутниковых систем позиционирования «GLONAS» или «GPS» и наземной дифференциальной системой «TRIMBLE» или «GARMIN» с точностью не менее 0.5 м.

7.3.11. Должна быть обеспечена регистрация процесса перфорации скважины, что повышает достоверность обработки и интерпретации материалов (уточняется средняя скорость распространения сейсмических волн от области перфорации к датчикам антенны, установленной на дневной поверхности, производится калибровка программы обработки).

7.4. Исходная информация.

В качестве дополнительной, кроме полевых данных полученных в процессе микросейсмического мониторинга, исходной информации Подрядчик будет использовать

предоставленную Заказчиком геолого-промысловую и геолого-геофизическую информацию, основной перечень которой приведён в Приложении № 1 к техническому заданию.

7.5. Сбор, анализ и верификация исходных промыслово-геофизических данных, с использованием:

- результатов 2D и 3D- сейсморазведочных работ;
- координат скважин, инклинометрии;
- материалов ГИС (LASы, РИГИСы) ;
- данных ГДИС;
- результатов исследования керна и пластовых флюидов;
- результатов выполненных ГТМ;
- данных по истории работы скважин, перфорациям, пластовым и забойным давлениям (МЭРы, карточки скважин);
- текстов и графических приложений последнего подсчета запасов и утвержденного проектного документа (протоколы, форма 6ГР).

7.6. Проведение камеральных работ, включающих в себя:

7.6.1. Анализ качества выполненных сейсмических исследований.

7.6.2. Обобщение результатов исследований керна по участкам района работ с учетом материалов по объектам-аналогам.

7.6.3. Анализ качества существующих петрофизических зависимостей. При необходимости их уточнение и переинтерпретация скважин, находящихся в непосредственной близости к участку района работ.

7.6.4. Анализ качества существующих секторных моделей (геологической и гидродинамической). При необходимости создание авторской секторной модели участков ОПР.

Результат необходимо представить в формате программного комплекса «IRAP RMS» (компании «Rohar») или «Petrel» (компании «Schlumberger»), «Tempest» (компании «Rohar») или «Eclipse» (компании «Schlumberger»).

Построение трехмерной секторной геологической и адаптацию фильтрационной моделей месторождения выполнить в соответствии со сроками календарного плана согласно:

- РД 153-39.0-047-00;
- Методических указаний по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003 г., Том I, П.

В случае введения нового РД или методических указаний во время выполнения данного договора авторам по согласованию с Заказчиком оценить объем дополнительных работ и перестроить секторные геолого-технологические модели в соответствии с новыми требованиями в рамках действующего договора либо дополнительного соглашения к нему.

В случае получения новых данных по месторождению во время выполнения данного договора, авторам в согласованные с Заказчиком сроки необходимо уточнить геологические и гидродинамические модели.

Результатом выполнения данного этапа является согласованные с Заказчиком секторные модели.

Передаваемые результаты моделирования должны содержать:

- цифровую трехмерную геолого-технологическую модель (проект) в электронном виде;
- авторский отчет по созданию секторной модели;
- ее техническое описание.

7.6.5. Выполнение детального анализа разработки участков района работ (либо объекта разработки).

7.6.6. Модификация секторной геолого-технологической модели с учетом полученных данных микросейсмического мониторинга МГРП и пассивного микросейсмического мониторинга добычи.

При модификации секторной геолого-технологической модели необходимо учитывать временную и пространственную динамику развития области микросейсмической активности в продуктивном пласте при производстве МГРП.

Результатом выполнения данного этапа является воспроизведение начальных параметров работы горизонтальных скважин участков района работ с выполнением прогнозных расчетов отдельно по скважинам и участку ОПР в целом.

7.8. Выдача рекомендаций по ориентации ствола горизонтальной скважины и технологии проведения МГРП.

По завершению модификации секторных геолого-технологических моделей необходимо:

- выработать рекомендации по бурению новых горизонтальных скважин (ориентация ствола скважины) и технологии проведения ГРП на соседних участках (провести оценку технологического эффекта предлагаемых мероприятий);
- представить рекомендации по оптимизации существующей системы разработки на участках проведенных работ;
- обосновать режимы работы скважин.

7.9. Выдача рекомендаций по совершенствованию системы разработки в целом по объектам исследования.

7.10. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика или Подрядчика рассматриваются в рабочем порядке и оформляются в виде протоколов.

7.11. Отчетные материалы:

7.11.1. Результаты обработки микросейсмического мониторинга предоставляются Заказчику в виде:

- пространственной картины распределения источников микросейсмической эмиссии с указанием забоя скважины в периоды перфорации, до воздействия на пласт гидростатическим давлением, во время производства МГРП с указанием этапов процесса гидроразрыва и после производства МГРП пласта;

- пространственной картины распределения источников микросейсмической эмиссии с указанием забоя скважины в периоды отбора/закачки флюида (с разбивкой временного интервала наблюдений на несколько периодов с привязкой к процессам откачки/закачки флюида);

- результаты обработки оформляются в виде проекций распределения источников микросейсмической эмиссии на три взаимно перпендикулярные плоскости EW – NS, EW – Z, NS – Z в выделенные временные интервалы с учетом производства различных операций ГТМ на месторождении;

- временная и пространственная динамика развития области микросейсмической активности в пласте при производстве ГРП и отборе/закачке флюида отображается в виде фильма (AVI файла, отображающего картины распределения микросейсмической эмиссии через заданные интервалы времени).

7.11.2. Результатом камерального этапа работ является:

- Модифицированная секторная геолого-технологические модели по участкам района работ;
- Отчет, содержащий анализ состояния разработки и рекомендации:
 - по бурению горизонтальных скважин;
 - по совершенствованию технологии МГРП;
 - по совершенствованию системы разработки на объектах исследований.

7.11.3. Окончательный отчет должен быть предоставлен заказчику на бумажном носителе (три экземпляра) и в электронном виде.

7.12. Прочие условия.

7.12.1. Заказчик обеспечивает необходимые для производства работ условия:

- заблаговременное предупреждение Исполнителя о времени производства работ с учетом времени доставки оборудования и сотрудников к месту выполнения работ (10 - 12 дней);
- заблаговременное оформление документов, необходимых для производства работ на месторождении (оформление пропусков, решение вопроса по электропитанию оборудования, размещение автотранспорта и проживания сотрудников Исполнителя).
- предоставляет Подрядчику на месте производства работ возможность подключения к электросети 220 В с потребляемой мощностью не более 3,5 кВт.

7.12.2. В случае задержки работ по производству МГРП сроки работ автоматически продляются.

8. Требования к безопасности выполнения работ и полученных в конечном итоге результатов работ

8.1. На период оказания услуг заключить договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 тыс. рублей с включением в договор следующих рисков:

- ✓ Смерть в результате несчастного случая;
- ✓ Постоянная (полная) утрата трудоспособности в результате несчастного случая с установлением I, II, III групп инвалидности.

Договор добровольного страхования от несчастных случаев заключать без увеличения стоимости оказания основных услуг.

9. Условия привлечения подрядчиков, субисполнителей

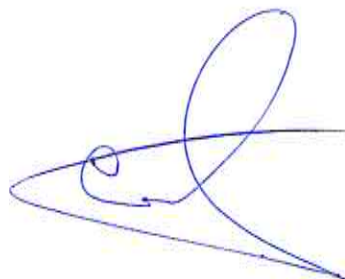
Согласно условиям договора

10. Формы, характер и периодичность предоставления отчетов о ходе выполнения работ

Согласно условиям, указанным в календарном плане

Приложения: 1. Перечень материалов, необходимых для выполнения работы по микросейсмическому мониторингу многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП)

**Начальник Департамента Геологии
и недропользования**



М.Ф. Старицын

ПЕРЕЧЕНЬ

**материалов, необходимых для выполнения работы по микросейсмическому
мониторингу многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).**

1. Секторные геолого-технологические модели.
2. Инклинометрия скважины (таблицы в форматах «Excel» или «Word»).
3. Координаты устьев и забоев скважин куста (координаты «GPS», либо относительные координаты в метрах – относительно проекции забоя или области перфорации скважины).
4. Результаты ВСП по наблюдаемой или ближайшей скважине (таблицы в форматах «Excel» или «Word»).
5. Дизайн проект производства ГРП, данные «Post Frac Report» по мини ГРП и МГРП.
6. Индикаторные диаграммы ГРП после его проведения или режим закачки пластовой жидкости при инъекции (таблицы в форматах «Excel» или «Word»).
7. Информация о времени и координатах техногенных импульсных и регулярных источников (перфорация скважины, взрыв ленточной торпеды и т. п.).

***Для повышения качества результатов интерпретации необходимы
дополнительные материалы:***

1. Данные акустического каротажа (таблицы в форматах «Excel» или «Word»).
2. Общая стратиграфическая колонка месторождения (рисунок с реперами).
3. Стратиграфические разбивки разрезов скважин.
4. Структурные карты целевого горизонта (растровый рисунок с реперами).
5. Координаты пластопересечения для целевых горизонтов
6. Результаты гидродинамических измерений, данные испытаний (если таковые имеются). Допустимы таблицы в «LAS» – формате.
7. Динамика давления до штуцера при работе скважины на собственном давлении пласта.
8. Результаты маркерных или трассерных исследований.
9. Характеристики зоны малых скоростей (мощность, скорость сейсмических волн в ЗМС и т.п.).
10. Карта рельефа местности для коррекции пространственных координат местоположения датчиков сейсмической антенны.
11. Тектоническая карта месторождения (карта дизъюнктивных нарушений).