**Приложение 3**

**«УТВЕРЖДАЮ»**

**Заместитель генерального директора - главный геолог**

**ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»**

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В.Т. Киршин**

**«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2024г.**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на оказание услуг по выравниванию профилей приемистости и снижению проводимости нагнетательных скважин Вареягского месторождения

ООО «ПИТ «СИБИНТЭК» в 2025 году

1. **Основание для проведения работ:** Инициатива Заказчика
2. **Заказчик:** Общество с ограниченной ответственностью «Предприятие интенсивных технологий «СИБИНТЭК».
3. **Срок проведения работ:** 1**-**3 квартал 2025 года.
4. **Цель работы**

4.1. Изменение направлений фильтрационных потоков закачиваемой воды;

4.2. Выравнивание профиля приемистости (ВПП) наклонных и снижение проводимости горизонтальных нагнетательных скважин;

4.3. Увеличение или уменьшение приемистости в зависимости от поставленной задачи;

4.4. Устранение негативных последствий заводнения продуктивных пластов;

4.5. Повышение степени выработки запасов, увеличение охвата пластов заводнением и достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти;

4.6. Стабилизация обводненности продукции в добывающих скважинах.

1. **Основные сведения об объектах эксплуатации**

5.1. Вареягское нефтяное Месторождение открыто в 2002 г., введено в разработку в 2008 году. Месторождение находится в пределах Пограничного лицензионного участка, расположенного в северной части Уватского района Тюменской области. Вблизи месторождения расположен ряд открытых и разрабатываемых месторождений, таких как Южно-Нюрымское, Северо-Демьянское, Кальчинское.

5.2. Недропользователем является ООО «ПИТ «СИБИНТЭК». Лицензия ТЮМ №13773 НР от 03.10.2006г. с целевым назначением и видами работ: геологическое изучение с последующей добычей нефти и газа на Пограничном лицензионном участке.

5.3.  Объектами эксплуатации, панируемые к проведению работ по ВПП, являются АС91 и АС10.

Разработка объекта АС91 осуществляется с 2011 г. По состоянию на 01.11.2024 суммарные отборы жидкости по пласту АС91 составляют 3 772 800 м3, нефти – 1 260 053 тонны. Закачка жидкости в пласт АС91 ведется с 2014 года. По состоянию на 01.11.2024 суммарная закачка в пласт АС91 составляет 1 983 820 м3. Действующий фонд нефтяных скважин на 01.11.2024 в районе работ составляет 17 скважин, фонд нагнетательных скважин 9 скважин.

Разработка объекта АС10 осуществляется с 2011 г. По состоянию на 01.11.2024 суммарные отборы жидкости составляют 14 963 918 м3, нефти – 3 689 367 тонн. Закачка жидкости в пласт АС10 ведется с 2013 года. По состоянию на 01.11.2024 суммарная закачка составляет 8 826 871 м3. Действующий фонд нефтяных скважин на 01.11.2024 в районе работ составляет 39 скважин, фонд нагнетательных скважин 12 скважин.

1. **Основные требования к работе и Исполнителю работ**

6.1. Работа выполняется в соответствии с Техническим заданием и Программой работ.

6.2. Заказчик предоставляет Исполнителю всю необходимую геолого-промысловую и технико-экономическую информацию. При необходимости Исполнитель самостоятельно осуществляет сбор дополнительной информации в рамках предварительных запросов Заказчику.

6.3. Исполнитель самостоятельно оценивает и согласует с Заказчиком предполагаемый эффект по обработке каждой скважины, но не ниже уровня минимального экономического эффекта (оценивается заказчиком). Согласованная эффективность обработок закладывается в Программу работ.

6.4. Сметная стоимость работ рассчитывается на 1 м3 закачки композиций, а также на полный объем работ на основе используемых технологий по форме Приложения №2 к Техническому заданию.

1. **Предполагаемые объемы работ на 2025 год**

7.1. Всего планируется выполнение ВПП и снижение проводимости в 7-ми нагнетательных скважинах Вареягского месторождения (наклонно-направленных и горизонтальных скважинах);

7.2. Технология ЩПСК: общий объем закачки - 4500 м³ (от 250 до 1000 м³ на скважину).

7.3. Ориентировочный список скважин планируемых к проведению ВПП указан в Приложении №1 к текущему техническому заданию.

1. **Геолого-физическая характеристика объектов разработки**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметры** | **Размерность** | **Продуктивные пласты** |
| **АС9/1** | **АС10** |
| Средняя глубина залегания кровли  | м | -2156,3 | -2184,3-2209,1 |
| Абсолютная отметка ВНК | м | -2163,3 | -2191,0-2210,0-2222,4 |
| Абсолютная отметка ГНК | м | - | - |
| Абсолютная отметка ГВК | м | - | - |
| Тип залежи |   | пластовая, сводовая  | пластовая,сводоваятектонически-экранированная |
| Тип коллектора |   | терригенный | терригенный |
| Площадь нефте/газоносности | тыс.м2  | 65012 | 48682 |
| Средняя общая толщина | м | 22,5 | 26,2 |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина | м | 3,5 | 6,4 |
| Средняя эффективная газонасыщенная толщина | м | - | - |
| Средняя эффективная водонасыщенная толщина | м | - | - |
| Коэффициент пористости | доли ед. | 0,21 | 0,20 |
| Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ | доли ед. | - | - |
| Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ | доли ед. | - | - |
| Коэффициент нефтенасыщенности пласта | доли ед. | 0,47 | 0,52 |
| Коэффициент газонасыщенности пласта | доли ед. | - | - |
| Проницаемость  | мкм2 | 0,0622 | 0,0583 |
| Коэффициент песчанистости | доли ед. | 0,3 | 0,4 |
| Расчлененность | ед. | 4,0 | 5,0 |
| Начальная пластовая температура |  оС | 71 | 71 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 21,80 | 22,50 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях  | мПа\*с | 5,11 | 4,10 |
| Плотность нефти в пластовых условиях | г/см3 | 0,844 | 0,827 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях | г/см3 | 0,896 | 0,878 |
| Объемный коэффициент нефти | доли ед. | 1,067 | 1,085 |
| Содержание серы в нефти | % | 1,95 | 1,99 |
| Содержание парафина в нефти | % | 2,52 | 2,54 |
|  |  | - |  |
| Давление насыщения нефти газом | МПа | 6,5 | 7,1 |
| Газосодержание | м3/т | 21,8 | 30,8 |
| Давление начала конденсации | МПа | - |  |
| Вязкость воды в пластовых условиях | мПа\*с | 0,42 | 0,39 |
| Плотность воды в поверхностных условиях | г/см3 | 1,01 | 1,01 |
| Сжимаемость | 1/МПа×10-4  |  |  |
|  нефти |   | 6,85 | 7,7 |
|  воды |   | 4,35 | 4,35 |
|  породы |   | 5,0 | 5 |
| Коэффициент вытеснения  | доли ед, | 0,413 | 0,575 |
| Коэффициент продуктивности  | м3/сут \* МПа | 5,8 | 5,3 |

1. **Технические требования к исполнителям работ**
	1. Наличие необходимых лицензий, разрешительных, аттестационных и других документов на проведение работ по МУН;
	2. Наличие опыта работ по данному виду услуг;
	3. Наличие следующих химреагентов на 500 м³ раствора: ПБМГ, сода Na2CO3, ПАА РСН, бактерицид, ПАВ.
	4. Наличие полного комплекта современной специальной техники и оборудования для приготовления: агрегат ЦА-320, фискарс, ППУ, АЦН-10, КУДР с функцией контроля расхода и давления на поверхности.
	5. Исполнитель должен обеспечивать полное растворение ПАА (или другие химические реагенты) на поверхности непосредственно перед закачкой раствора в скважину (в состав звена должна входить емкость приготовления маточного раствора с объемом не менее 6,0м³).
	6. Степень деструкции полимерного раствора не должна превышать 20%, и должна подтверждаться актом лабораторных испытаний.
	7. Внешний вид химических реагентов должен быть однородным. В жидком виде реагент должен быть однородным раствором, не должен содержать взвешенных и/или оседающих частиц, мути, осадков, иметь признаки расслоения, допускается наличие опалесценции, если таковое указано в технической документации на реагенты. Для твердых веществ - необходима однородность состава, отсутствие посторонних включений.
	8. Химические реагенты не должны ухудшать работу системы подготовки нефти.
	9. Химические реагенты не должны вызывать коррозию нефтепромыслового оборудования.
	10. Обеспечение контроля, завоза и закачки вязкоупругих композиций;
	11. Наличие резервного агрегата для закачки.
	12. Исполнитель обязан предусмотреть доставку деструктора закачиваемых химических реагентов на случай критичного снижения (или потери) приемистости по нагнетательным скважинам в объеме, необходимом для восстановления приемистости.
2. **Сдача и приемка работ**

Сдача и приемка выполненных работ происходит в два этапа:

* На первом этапе по факту выполненной работы составляется акт сдачи-приемки выполненных работ с приложением к нему отчетных документов. Оригиналы актов необходимо предоставить в офис Заказчика (г. Тюмень) в течение 5-7 дней после их подписания.
* На втором этапе, в случае достижения расчетного положительного технологического эффекта после ВПП, составляется акт о технологической эффективности проведенных мероприятий. Время наблюдения за технологической эффективностью составляет не более 5-ти месяцев с момента проведения мероприятия. В случае не достижения положительного технологического эффекта акт о технологической эффективности не составляется.
1. **Оплата работ**

Оплата выполненных работ производится Заказчиком путем перечисления денежных средств на расчетный счет Подрядчика, указанный в Договоре, в следующем порядке:

- 70% стоимости работ по мере фактического выполнения в течение 120 (Ста двадцати), календарных дней с момента подписания Сторонами Акта и представленного оригинала счета-фактуры;

- 30% стоимости работ в случае достижения положительного технологического эффекта в течение 120 (Ста двадцати) календарных дней после подписания двухстороннего акта о достижении положительного результата (акта о технологической эффективности) и представленного оригинала счета-фактуры.

|  |  |
| --- | --- |
| Начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений |  В.В. Тяпин |