

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ПАО «ЯТЭК»

«__» _____ 2019 г. Р.Р. Геворкян

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на выполнение научно-исследовательских работ по теме:
**«Технологический проект разработки
Средневилюйского газоконденсатного месторождения
Республики Саха (Якутия)»**

1. **Название работы:** «Технологический проект разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия)»
2. **Местоположение объекта:** Республика Саха (Якутия), Вилюйский улус, Средневилюйское ГКМ.
3. **Год ввода месторождения в разработку:** ОПЭ с 1975 г., ПР с 1986 г.
4. **Год составления проектного документа:** 2020 год.
5. **Сведения о ранее выполненных технологических документах:**
 - «Проект ОПЭ Средневилюйского газоконденсатного месторождения», ВНИПИгаздобыча, 1975 год (протокол ЦКР № 3/75 от 5.02.1975г.);
 - «Проект разработки Средневилюйского месторождения», ВНИИГАЗ, 1979 год (протокол ЦКР № 13/17 от 27.04.1979г.);
 - «Коррективы проекта разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения ЯАССР», ВНИИГАЗ (ДВКНИО), 1989 год, (протокол ЦКР № 27/89 от 07.06.1989г.);
 - «Уточненный проект разработки Средневилюйского ГКМ)», ООО НПП «Газпроект», 2004г. (протокол ЦКР № 23-Г/2004 от 07.09.2004г.);
 - «Дополнение к проекту разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия)», ОАО «СевКавНИПИгаз», 2010г., (протокол ЦКР № 137-Г2010 от 16.03.2010г.);
 - «Технологический проект разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения Республики Саха (ОАО «ЯТЭК»)), РГУ нефти и газа им. Губкина 2013 г., (протокол ЦКР №5714 от 31.10.2013 г.).
6. **Основание:**
 - условия лицензионного соглашения лицензии ЯКУ 15093 НЭ;
 - решение ФБУ ГКЗ Роснедра, Протокол № 4134 от 20.03.2015 г., п.3.8.
 - Приказ МПР РФ №356 от 14.06.2016 г. – правила разработки месторождений, п.4.5.
7. **Срок выполнения работ:** начало работ – с даты подписания договора, окончание работ – 4 кв. 2020 г.
8. **Цель работы и основное практическое назначение планируемых результатов:**
 - создание проектного документа на основе пересчета запасов, утвержденных в ФАН Роснедра, Протокол № 4134 от 20.03.2015 г. и на основе оперативного пересчета запасов, 2019 г.
 - создание 3-х мерной модели 3-х фазной фильтрации пластовых флюидов (геологической и гидродинамической модели).
 - обоснование годовых отборов, дебитов скв, запасов, точек бурения скважин (вкл ГС).
 - выполнение анализа разработки СВГКМ подготовить в соответствии с ВРД 39-1.12.-065-2002;
 - выполнение проекта разработки Средневилюйского ГКМ не менее, чем в двух вариантах:
 - а. на истощение пластовой энергии $Q = 1\ 744$ млн. м3/год

б. на истощение пластовой энергии, максимальные проектные уровни рассчитываются Исполнителем: (метанольный проект, внешний экспорт);

9. Запасы УВ, числящиеся на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2020 г.:

в пределах лицензионного участка:

газ - категории А, В₁, В₂ – **172,174** млрд.м³,

конденсат - категории А, В₁, В₂ – 10,425 / **7,231** млн. т.

нераспределенный фонд:

газ - категории А, В₁, В₂ – **28,549** млрд.м³,

конденсат - категории А, В₁, В₂ – 1,637 / **1,216** млн. т.

10. Сведения о ранее выполненных подсчетах запасов:

До настоящего времени подсчет запасов углеводородов по продуктивным пластам проводился:

- Запасы УВ по залежам продуктивных пластов юрских (J1-Iб), триасовых (T1-II и T1-III) и пермских (P2-I) отложений уточнены и переутверждены в ГКЗ СССР. Впервые подсчитаны запасы УВ по залежам продуктивных пластов J3-I, J3-II, T1-I и T1-Ia юры и нижнего триаса, в триасовых в продуктивных пластах: T1-I и T1-Ia в 1970 г (протокол ГКЗ №6133 от 15.01.1971 г.);
- в юрских отложениях в продуктивных пластах: J1-I в 1966 г. (протокол №5030 от 1966 г.), J1-Iб в 1970 г. (протокол №6133 от 15.01.1971 г.). Подсчитаны запасы газа, оценка запасов конденсата не произведена ввиду отсутствия исследований;
- в триасовых в продуктивных пластах: T1-II, T1-III утверждены в ГКЗ СССР в 1966 г. (протокол №5030, 1966 г.); затем в 2000 г. T1-II (IIa и IIб), T1-III (протокол ЦКЗ МПР РФ №105 от 20.12.2000 г., затем в 2012 г. те же пласты, что и в 2000 г. (протокол ГКЗ Роснедра №18/197-пр от 21.03.2012 г.);
- в пермских отложениях продуктивный пласт P2-I в 1966 г. (протокол №5030, 1966 г.); далее в 1980 году подсчитаны и поставлены на баланс на 01.01.1981 г. запасы по пласту P2-Ia в рамках отчетности по форме 4-гр «Сведения о приросте запасов полезных ископаемых» ПГО «Ленанефтегазгеология» за 1980 .
- В 2000 г. числящиеся на государственном балансе запасы по пластам T1-II, T1-III были скорректированы (в сторону уменьшения) ЦКЗ в оперативном порядке (протокол ЦКЗ МПР РФ №105 от 20.12.2000 г.). Запасы по юрским и верхнепермским объектам не пересматривались относительно утвержденных в 1971 г.
- В 2011 - 2012 г. г. ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ» выполнен пересчет запасов газа и конденсата по состоянию изученности на 01.01.2011 г. по залежам пластов T1-IIa, T1-IIб, T1-III Средневилюйского месторождения по результатам новой геологической информации. За период времени прошедший с 1998 г. пробурено дополнительно 9 глубоких скважин, в том числе две разведочные. В результате ГКЗ РФ утверждены по трем подсчетным объектам суммарно начальные геологические запасы «сухого» газа по категории В+С₁ в количестве 133 969 млн. м³, конденсата геологические/извлекаемые 8551/6413 тыс. тонн. В результате пересчета запасов границы зон газонасыщения всех вышеперечисленных пластов вышли за пределы ЛУ, но при этом необходимо отметить что переутвержденные запасы числятся на госбалансе на 01.01.2013 г. (протокол ГКЗ Роснедра №18/197-пр от 21.03.2012 г.);
- Пересчет запасов газа, конденсата по продуктивным пластам Средневилюйского газоконденсатного месторождения республики Саха (Якутия), исполнитель «ВНИГРИ-Нефтегаз», 23.12.2014 г. Протокол №4134 от 20.03.2015 г.

11. Основные требования к работе:

- Результаты работ представляются и защищаются в соответствии с календарным планом. Проектный документ представляется на согласование в МинЭнерго РФ и ЦКР Роснедр, МПР РФ по решению НТС Исполнителя, совместно с Заказчиком.
- Работа должна соответствовать требованиям действующих в РФ законов, стандартов, методических

указаний и других нормативных документов:

- ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки.
- РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений», Москва, Минтопэнерго РФ, 2000г.;
- Постановление правительства РФ №118 от 03.03.2010 г. (ред. от 10.12.2016) "Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами".
- Приказ МПР РФ №356 от 14.06.2016 г. – "Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья" (Зарегистрировано в Минюсте России 26.08.2016 N 43415).
- Приказ МПР РФ №254 от 08.07.2010 г. (ред. от 09.04.2012) – "Об утверждении требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья" (зарегистрировано в Минюсте России 17.09.2010 N 18468).
- Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений (РД 07-122-96).
- Положение о геологическом и маркшейдерском обеспечении промышленной безопасности и охраны недр. РД 07-408-01 Утверждено постановлением Госгортехнадзора России от 22.05.01 № 18. Введено в действие с 01.07.01 постановлением Госгортехнадзора России от 20.06.01 №20.
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 07.03.2017).
- Приказ ФСГС (Росстат) №844 от 21.12.2016 г. об изменении формы 6ГР.
- Правила в НГП (в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).
- Распоряжение №3-р от 01.02.2016 г. Минприроды РФ «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденных приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. №77».
- Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (распоряжение Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р).
- «Правила охраны недр». Приказ Минприроды РФ от 30.06.2009 N 183. Шифр ПБ 07-601-03 (Приказ Ростехнадзора от 28.07.2011 N 435).
- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"
- Федеральный закон "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019)
- Иными правилами, регламентирующими документами и ФЗ РФ.

11.1. Рассмотреть:

- согласно главы №6 (п.6.1.4.) правил разработки (Приказ МПР РФ №356 от 14.06.2016 г. – Правила разработки месторождений) выделить в проектом документе основные эксплуатационные объекты (**Т1-Па, Т1-Пб, Т1-Пв** – основные запасы газа), эксплуатацию имеющимся фондом скважин, а также **возможность совместной** эксплуатации объектов в пределах лицензионного участка и месторождения в целом. Обосновать целесообразность объединения залежей в один ЭО (п.6.2). В действующем проекте предусмотрена отдельная эксплуатация.
 - обоснование технологических потерь при исследовании (испытании) скважин.
 - обоснование технологических потерь при подготовке товарного газа и газового конденсата на УКПГ.
- выполнение расчета рентабельного периода разработки запасов в рамках НИР, рассчитываемых в проектом технологическом документе на разработку залежей (месторождений) за рентабельный период разработки и за период полной выработки запасов. (Распоряжение №3-р 01.02.2016 г. Минприроды РФ).

- ввод в эксплуатацию скважин старого фонда силами КРС (расконсервация, разликвидация, перевод из наблюдательного фонда, углубление скважин, переход на другие горизонты, ЗБС и др. методы).
- Рассчитать наиболее рациональные технологические режимы работы скважин (дебиты) для максимального выноса газового конденсата, с учетом устьевых, забойных, пластовых давлений, депрессии, скорости потока газа у башмака НКТ и скорости потока по ЭК до башмака НКТ, глубины спуска и диаметра НКТ. Рекомендации по подбору глубины спуска и диаметра НКТ по скважинам.
- Рассчитать экономическую целесообразность эксплуатации дополнительных объектов, имеющих второстепенные запасы газа: **ЈЗ-I, ЈЗ-II, Ј1-II, T1-I, T1-Ia, P2-Ia, P2-Ib** или выдать заключение об экономической нецелесообразности эксплуатации.
- Разработка «Технологических нормативов для СВГКМ» на основе технологических показателей, не превышающих технологические показатели НДТ
- Составить расчетную модель системы сбора газа по газосборным сетям. Учесть, что СВГКМ имеет несколько систем сбора газа: индивидуальную и три скважины на один ГК (правый берег), два газосборных коллектора (левый берег, ГК-1, ГК-2). Сопоставить ее с технологическим режимом скважин для исключения эффекта «запирания» высокодебитными скважинами ГК от остальных скважин.
- возможность бурения дополнительного фонда скважин (включая ГС, ННГС), возможность кустового бурения с новых площадок и со старых площадок фонда скважин (на СВГКМ одиночное расположение скважин).
- Обосновать конструкции скважин (вертикальная, ННГС, ГС), район заложения, отметить на карте точки бурения (координаты), проводку в пласт (пласты), длину ГС (конструкцию хвостовиков). Рассчитать наиболее рациональную конструкцию будущих скважин (бурение уплотняющей сетки).
- Разработать Главу по мероприятиям обеспечения требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности пользования недрами при разработке месторождения. При проведении КРС (ТРС), бурения на скважинах СВГКМ, в порядке основания (типового проекта) для согласования в государственных территориальных органах планов работ (актов работ). При проектировании предусмотреть эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации указанных объектов. При строительстве (бурении) новых скважин разработать проектные материалы по объектам размещения отходов бурения в шламовых амбарах для прохождения государственной экологической экспертизы, внесения объектов в ГРОРО (государственный реестр объектов размещения отходов) и оформления лицензии на размещение отходов бурения. Обращение с отходами при ремонте, реконструкции объекта капитального строительства силами КРС для получения необходимых разрешений в государственных территориальных органах.
- Предусмотреть Главу по мероприятиям маркшейдерского обеспечения согласно «Положения о геологическом и маркшейдерском обеспечении промышленной безопасности и охраны недр».
- **Отдельно отметить (для новых скважин): выдача разрешения на строительство не требуется - Ст. №51, п.17. п.п. 4.2., «строительство, реконструкция буровых скважин, предусмотренных подготовленными, согласованными и утвержденными в соответствии с законодательством Российской Федерации «0 недрах» техническим проектом разработки месторождений полезных ископаемых или иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием участками недр»; (п. 4.2 введен Федеральным законом от 31.12.2014 N 533-ФЗ), "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 07.03.2017). Следовательно, не требуются групповые и индивидуальные проекты на строительство скважин. ("РД 39-0148052-537-87. Руководящий документ. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ", утв. Миннефтепромом СССР 28.01.1987).**

11.2. Согласно «Правил разработки месторождений» (Приказ МПР РФ №356 от 14.06.2016 г.):

(для местного потребления)

- рассмотреть допустимые отклонения фактической годовой добычи газа и газового конденсата от проектной. Согласно главы №5, п. 5.8 -5.9. допустимые отклонения для газовых и газоконденсатных месторождений не регламентируются, если связаны с изменением спроса на газ.
- указать в проекте особым абзацем, что для месторождений с сезонной эксплуатацией (обеспечивающих газоснабжение исключительно местных потребителей) допустимые отклонения по бездействующему фонду не устанавливаются, глава №9 п.9.9. и п.9.10.

(общие правила разработки)

- рассмотреть право принимать оперативные решения Недропользователю по рациональному использованию фонда скважин всех назначений (указаны ниже) без внесения изменений в ТСП, ТПР и дополнения согласно главы №5, пункт 5.16.
- рассмотреть проведение ГТМ, указанных ниже, не меняющих основные положения технического проекта разработки, при условии, что уровни добычи газа и газового конденсата находятся в пределах допустимых отклонений согласно п.5.16.д.
- рассмотреть возможность смены назначения скважин в процессе разработки месторождения на основании утвержденных решений технического проекта, согласно главы №7 (п.7.10.) и главы №5 (п.5.16.в.) правил разработки.
- предложить технологии по ликвидации межколонного давления (доступные, недорогие), т.к. значительная часть эксплуатационного фонда работает с Рм/к (скважины пробурены в 70 – 80 –х годах прошлого века, с некачественным цементом). Технологии желательны без привлечения КРС и глушения скважины («бесподходные»).
- Инфраструктура в районе работ: проходит магистральный газопровод Средневилуйское — Мастах—Якутск.

11.3. Предусмотреть в ТПР главы для ввода в работу скважин старого фонда:

- Главу по расконсервации скважин, в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ на расконсервацию силами КРС.
- Главу по реконструкции объекта капитального строительства (разликвидации - восстановления) скважин, в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ по реконструкции объекта капитального строительства (разликвидации - восстановления) силами КРС. А также получения разрешения на проведение реконструкции объекта капитального строительства (разликвидации - восстановления) в территориальном органе Роснедр или у районной администрации территории (архитектура), по необходимости.
- Главу по переводу скважин из наблюдательного фонда в эксплуатационный, в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ силами КРС.
- Главу по углублению скважин, переводу из горизонта в горизонт (реконструкции объекта капитального строительства), в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ силами КРС реконструкции объекта капитального строительства. А также получения разрешения на проведение реконструкции объекта капитального строительства в территориальном органе Роснедр или у районной администрации территории (архитектура), по необходимости.
- Главу по ЗБС скважин (проведение реконструкции объекта капитального строительства), в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ проведение реконструкции объекта капитального строительства силами КРС. А также получения разрешения на проведение реконструкции объекта капитального строительства в территориальном органе Роснедр или у районной администрации территории (архитектура), по необходимости. Отметить отход БС, точку входа в пласт, траекторию и конструкцию БС. Ожидаемый дебит.

- Главу по переводу скважин из старого фонда в эксплуатационный **иными** действиями (технологиями), в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ реконструкции объекта капитального строительства силами КРС. А также получения разрешения на проведение реконструкции объекта капитального строительства в территориальном органе Роснедр или у районной администрации территории (архитектура), по необходимости.
- Отметить, что в редакции 2017 года Градостроительного кодекса РФ, при КРС на скважинах эксплуатационного, консервационного, наблюдательного (пьезометрического), ликвидированного фондов для ввода их в работу **разрешение на реконструкцию не требуется:**

Ст №51, п.17. п. п. 4.1 - **капитального ремонта** объектов капитального строительства; (п. 4.1 введен Федеральным законом от 18.07.2011 N 243-ФЗ) "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 07.03.2017).

Ст №51, п.17. п. п. 4.2 - строительства, **реконструкции** буровых скважин, предусмотренных подготовленными, согласованными и утвержденными в соответствии с законодательством Российской Федерации о недрах **техническим проектом разработки месторождений** полезных ископаемых или иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием участками недр; (п. 4.2 введен Федеральным законом от 31.12.2014 N 533-ФЗ), "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 07.03.2017).

11.4. Предусмотреть в ТПР главы для вывода из работы скважин эксплуатационного фонда:

- Главу по консервации скважин, в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ на консервацию силами КРС.
- Главу по реконструкции объекта капитального строительства - ликвидации скважин, в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ по реконструкции объекта капитального строительства - ликвидации силами КРС. А также получения разрешения на проведение реконструкции объекта капитального строительства - ликвидации в территориальном органе Роснедр или у районной администрации территории (архитектура), по необходимости.
- Главу по переводу скважин из эксплуатационного фонда в наблюдательный фонд, в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ силами КРС.
- Главу по переводу скважин из эксплуатационного старого фонда в консервацию, ликвидацию и наблюдательный фонд иными действиями (технологиями), в порядке основания (типового проекта) для согласования в территориальном органе Ростехнадзора планов работ реконструкции объекта капитального строительства силами КРС. А также получения разрешения на проведение реконструкции объекта капитального строительства в территориальном органе Роснедр или у районной администрации территории (архитектура), по необходимости.
- Отметить, что при КРС на скважинах эксплуатационного, консервационного, наблюдательного (пьезометрического), ликвидированного фондов для вывода их из работы **разрешение на реконструкцию не требуется:**

Ст №51, п.17. п.п. 4.1 - **капитального ремонта** объектов капитального строительства; (п. 4.1 введен Федеральным законом от 18.07.2011 N 243-ФЗ) "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 07.03.2017).

Ст №51, п.17. п.п. 4.2 - строительства, **реконструкции** буровых скважин, предусмотренных подготовленными, согласованными и утвержденными в соответствии с законодательством Российской Федерации о недрах **техническим проектом разработки месторождений** полезных ископаемых или иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием участками недр; (п. 4.2 введен Федеральным законом от 31.12.2014 N 533-ФЗ), "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 07.03.2017).

12. Рассмотреть обоснование вариантов разработки:

- выполнение проекта разработки Средневилуйского ГКМ в двух вариантах:

на истощение пластовой энергии $Q = 1\,744$ млн. м³/год (местное потребление);

на истощение пластовой энергии, максимальные проектные уровни рассчитываются Исполнителем: (метанольный проект, внешний экспорт);

Для проведения гидродинамических расчетов Исполнитель использует сертифицированный продукт трехмерной фильтрации программного продукта компании «Rohag».

13. Требования к представлению исходной информации

Исходная информация включает данные:

- копия лицензии ЯКУ 15093 НЭ;
- результаты и заключения по выполненным промысловым исследованиям (ГИС, ПГИ, ГДИ и др.) по скважинам месторождения за весь период с начала бурения и разработки скважин в форматах согласованных с Заказчиком;
- материалы по пересчету запасов УВ, материалы по исследованию керна, результаты исследований физико-химических свойств пластовых флюидов в форматах согласованных с Заказчиком;
- схема сбора, подготовки и транспорта газа с указанием всех промысловых объектов;
- технологические показатели разработки месторождения и эксплуатации скважин: добыча газа по пластам, скважинам; добыча конденсата, воды; фонд скважин, депрессии на добывающих скважинах, давления на скважинах и на УКПГ, ежеквартальных техрежимов работ скважин, акты выполнения геолого-промысловых исследований (согласно табл №8, 9 ТПР 2013 г.), и др.;
- копия протокола ЦКР №5714 от 31.10.2013 г. «Технологический проект разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения Республики Саха (ОАО «ЯТЭК»)), РГУ нефти и газа им. Губкина 2013 г.
- копия Протокола №4134 от 20.03.2015 г. «Пересчет запасов газа, конденсата по продуктивным пластам Средневилюйского газоконденсатного месторождения республики Саха (Якутия)», исполнитель «ВНИГРИ-Нефтегаз», 2014 г.
- копия Протокола ГКЗ на «Оперативный пересчет запасов газа, газового конденсата и сопутствующих компонентов Средневилюйского газоконденсатного месторождения, расположенного на территории Республики Саха (Якутия)», 2019 г.

14. Ожидаемая эффективность от использования результатов работы, полученных в ходе выполнения договора (обоснование эффективности, при необходимости, оформляется в виде приложения к техническому заданию): уточнение проектных показателей разработки, рекомендации по формированию систем разработки на рассматриваемых залежах месторождения с обеспечением достижения утвержденных КИК (КИГ), рекомендации к обоснованию необходимости изменения границ. Прохождение экспертизы проекта. Получение протокола ЦКР Роснедра по решению ПАО «ЯТЭК».

Состав работ (разделов) по технологическому проекту разработки

- общие сведения о месторождении;
- проектирование разработки месторождения;
- технико-экономический анализ вариантов разработки;
- техника и технология добычи углеводородов;
- методики и технология КРС (ТРС) скважин;
- конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов;
- обеспечение технического водоснабжения;
- контроль и регулирование разработки месторождения;
- маркшейдерско – геодезические работы;
- мероприятия по рациональному использованию и охране недр;
- мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами.

15. **Порядок приемки работ:** в соответствии с календарным планом результаты представляются Заказчику. После рассмотрения работы на НТС Исполнителя, в присутствии Заказчика, при отсутствии замечаний работа направляется в ЦКР Роснедра на экспертизу и защиту.

16. **Перечень и комплектность научной, технической и другой документации, материальных ценностей, подлежащих оформлению и сдаче Заказчику по этапам и работе в целом:**

Работа представляется в виде информационных отчетов по этапам календарного плана

- Все текстовые материалы, помещаемые в отчет, выполнить в редакторе *Microsoft Word*.

- Все таблицы выполнить в табличном процессоре *Microsoft Excel*.

- Графики и рисунки по тексту выполнить в табличном процессоре *Microsoft Excel* и (или) графических редакторах *Adobe Illustrator 10.0*, *CorelDRAW 15.0*. (или аналоги).

- Всего Исполнитель по месторождению готовит 3 (три) экземпляра на бумажном носителе, а также электронную версию выполненной работы.

Цифровая база данных передается ЗАКАЗЧИКУ в форматах ПО «Rohag».

Постоянно действующие геолого-технологические модели представляются Заказчику в электронном виде в форматах ПО «Rohag».

17. **Сроки выполнения и представления работы:**

- сроки выполнения - с даты подписания договора — 4 кв. 2020 г.

18. **Право собственности на материалы:**

- ПАО «ЯТЭК».

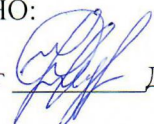
/ Начальник геологической службы

 Г.Р. Галиев

От Исполнителя:

От ПАО «ЯТЭК»:

СОГЛАСОВАНО:

Главный геолог  Д.Ю. Неутолимов

Главный маркшейдер  С.Н. Деев