


Приложение № 1 к Заявке на заключение договора на выполнение сервисных работ по проведению газоконденсатных исследований на месторождениях Чандырской группы (Бухарская область), Акчалакской группы и Урга (Республика Каракалпакстан)

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель Генерального директора – Главный геолог
СП ООО «NATURAL GAS-STREAM»


А.Ш.Файзуллаев
« 08 » 04 2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на выполнение «Сервисных работ по проведению газоконденсатных исследований на месторождениях Чандырской группы (Бухарская область), Акчалакской группы и Урга (Республика Каракалпакстан)»

Оглавление

1. Объект Работ.....	3
2. Основание для проведения Работ	3
3. Организация-Заказчик.....	3
4. Объем Работ.....	4
5. Район проведения Работ	4
5.1. Чандырская группа месторождений	4
5.2. Месторождение Урга	4
5.3. Акчалакская группа месторождений	4
6. Геологическое строение района работ и конструкция скважин	6
6.1. Чандырская группа месторождений	6
6.1.1. Геологическое строение и литолого-стратиграфическая характеристика	6
6.1.2. Тектоника	9
6.1.3. Краткая характеристика нефтегазоносности района	10
6.1.4. Состав пластового газа месторождений	11
6.1.5. Конструкция вертикальных и наклонно-направленных скважин	11
6.2. Месторождение Урга	11
6.2.1. Геологическое строение и литолого-стратиграфическая характеристика	11
6.2.2. Краткая характеристика нефтегазоносности района	13
6.2.3. Конструкция скважин	14
6.3. Акчалакская группа месторождений	14
6.3.1. Геологическое строение и литолого-стратиграфическая характеристика	14
6.3.2. Тектоника	15
6.3.3. Краткая характеристика нефтегазоносности района	15
6.3.4. Конструкция скважин	16
Вариант 1	16
Вариант 2.....	16
6.3.5. Состав пластового газа месторождений Урга и Акчалакской группы.....	17
7. Внутрискважинное и устьевое оборудования скважин	17
8. Квалификационные требования, применяемая аппаратура и оборудование	17
9. Программно-аппаратное обеспечение для обработки и интерпретации	18
10. Газоконденсатные исследования (ГКИ):	18
10.1 Промысловые газоконденсатные исследования в 10-ти скважинах:	18
10.2 Лабораторные исследования отобранных проб из 10-ти скважин:.....	19
11. Программа газоконденсатных исследований.....	19
12. Требования к форме и срокам предоставления результатов Работ	19
13. Сроки проведения Работ:.....	19
14. Условия проведения Работ.	20
15. Право на корректировку	20
16. Язык предоставления результатов Работ	20

1. Объект Работ

Месторождения Чандырской группы – Чандыр, Каландар, Зап. Кокчи, Гавана, Дивалкак.

Месторождение Урга

Месторождения Акчалакской группы – Акчалак, Кокчалак, Карачалак, Гарбий Борсакелмас

2. Основание для проведения Работ

- a. Постановление Президента Республики Узбекистан № 2607 от 22 сентября 2016 года «О мерах по реализации инвестиционного проекта «Проведение геологоразведочных работ на инвестиционных блоках Сечанкуль, Акджар и Чимбай, а также разработка месторождений Урга, Акчалакской и Чандырской группы»
- b. Лицензия №ВН-0085 от 05.07.2017г. на добычу полезных ископаемых (углеводородного сырья) на газоконденсатных месторождениях Чандырской группы, выданная СП ООО «Natural Gas-Stream» Государственным комитетом по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан
- c. Лицензия №QQ-0068 от 05.07.2017г. на добычу полезных ископаемых (углеводородного сырья) на газоконденсатном месторождении Урга, выданная СП ООО «Natural Gas-Stream» Государственным комитетом по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан
- d. Лицензия №QQ-0069 от 05.07.2017г. на добычу полезных ископаемых (углеводородного сырья) на газоконденсатных месторождениях Акчалакской группы, выданная СП ООО «Natural Gas-Stream» Государственным комитетом по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан
- e. «Коррективы проекта опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Чандыр», АО «O`ZLITINEFTGAZ», 2014г.
- f. «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Западный Кокчи», АО «O`ZLITINEFTGAZ», 2014г.
- g. «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Гавана», АО «O`ZLITINEFTGAZ», 2014г.
- h. «Коррективы проекта опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Каландар», АО «O`ZLITINEFTGAZ», 2014г.
- i. «Коррективы проекта опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Дивалкак», АО «O`ZLITINEFTGAZ», 2014г.
- j. ««Коррективы проекта разработки месторождения Урга с учетом перехода на компрессорную эксплуатацию», АО «O`ZLITINEFTGAZ», 2005г.
- k. ПТЭО проекта «Проведение геологоразведочных работ на инвестиционных блоках Сечанкуль, Акджар и Чимбай, а также разработка месторождений Урга, Акчалакской и Чандырской группы», АО «O`ZLITINEFTGAZ», 2017г.
- l. «Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений в Республике Узбекистан», утвержденные приказом Государственной инспекции «Саноатконтехназорат» №34 от 14.02.2007г.

3. Организация-Заказчик

СП ООО «Natural Gas-Stream».

4. Объем Работ

Проведение газоконденсатных работ в 10-ти скважинах на двух режимах (штуцера разного диаметра) и трех режимах сепарации на каждом штуцере:

- Через собственный полнопоточный сепаратор или МСУ с составлением материального баланса.

5. Район проведения Работ

5.1. Чандырская группа месторождений

Газоконденсатные месторождения Чандырской группы в административном отношении расположены в пределах Бухарского района Бухарской области Республики Узбекистан.

Орфографически район представляет собой слабовсхолмленную равнину с широко развитыми невысокими барханами.

Наземные водные артерии и источники непосредственно в районе работ отсутствуют. В 20 км на юго-восток проходит Аму-Бухарский канал. Техническая вода для нужд бурения добывается из специально пробуренных водяных скважин из бухарских слоев палеоцена.

Климат района резко континентальный, с очень жарким летом, и, как правило, холодной малоснежной зимой. Температура летом достигает 45 °С (в тени), зимой до минус 25 °С.

В 40 км на юг расположены крупные разрабатываемые газоконденсатные месторождения высокосернистого газа Уртабулак и Денгизкуль.

В 35 км к северу проходит магистральный газопровод БГО – Ташкент – Бишкек – Алма-Ата.

5.2. Месторождение Урга

Сложнопостроенное многопластовое газоконденсатное месторождение (ГКМ) Урга расположено в южной причинковой части бывшей акватории Аральского моря. В настоящее время берег моря удален на 40 км севернее месторождения. В административном отношении ГКМ Урга расположено на территории Муйнакского района Республики Каракалпакстан, ближайшая к месторождению железнодорожная станция «Кунград» расположена в 180 км от месторождения. В 14 км к западу от месторождения проходит трасса магистрального газопровода «Бухара-Урал». Западнее месторождения проходит восточная граница чинка, круто обрывающегося к бывшему берегу моря с высотой обрывов более 100 м. Поверхность чинка сложена неогеновыми песчано-глинистыми образованиями и мергелями. Абсолютные отметки рельефа чинка составляют 150-160 м. Поверхностные водные источники в пределах площади месторождения отсутствуют – месторождение относится к категории безводных.

Месторождение Урга открыто в 1990 г., его запасы газа и конденсата сосредоточены в 8 продуктивных пластах и пачках терригенных отложений верхней юры. Месторождение введено в эксплуатацию 27.08.1995.

5.3. Акчалакская группа месторождений

Акчалакская группа газоконденсатных месторождений (в порядке открытия) Западный Барсакельмес (1967г.), Акчалак (1982г.), Кокчалак (1985г.), Карачалак (1989г.), в административном отношении расположена в пределах Кунградского района Республики

Каракалпакстан. В географическом отношении Акчалакская группа месторождений находится в 60 км северо-западнее от г. Кунград, на восточной окраине плато Устюрт.

В орографическом отношении район представляет собой однообразную слабо всхолмленную полупустыню, покрытую скудной растительностью, осложненную останцевыми возвышенностями и неглубокими сухими руслами. Абсолютные отметки рельефа наблюдаются в пределах 120-140м.

Население в районе малочисленное и занимается в основном скотоводством.

Климат в районе работ, как на всем плато Устюрт, резко континентальный и характеризуется жарким летом и холодной зимой. Летом максимальная температура достигает +40°С, зимой нередко падает до -35°С. В районе работ часто дуют ветры, средняя скорость которых изменяется, от 4 до 16м/сек. Осенью и зимой дуют северо-восточные холодные ветры, летом юго-западные, несущие столбы лессово-солевой пыли и песка.

Растительность района работ, как и на всем плато Устюрт, представлена черным саксаулом, некоторыми видами полыни, пырея и солянок.

Животный мир отличается хорошей приспособляемостью к суровым пустынным условиям. Из парнокопытных травоядных встречаются сайгаки, джейраны, из отряда хищных - лисы, барханные коты, волки, дикие кабаны. Много грызунов - суслики, тушканчики, зайцы; из пресмыкающихся встречаются змеи, ящерицы, черепахи. Из паукообразных - фаланги, скорпионы и сколопендры. Во время весенних перелетов много птиц: аисты, дрофы, степные орлы, пустынные жаворонки и т.п.

Орогидрографическая сеть района развита очень слабо. Постоянные водотоки, озера и источники пресной воды отсутствуют. В период таяния снегов и дождей образуется временные потоки, а на пониженных участках рельефа – временные озера, которые высыхают с наступлением лета.

На западе развита довольно обширная Барсакельмесская впадина, поверхностная часть которой выполнена солями и является зоной разгрузки пластовых вод.

Воду для технических нужд и питья необходимо подвозить автотранспортом с железнодорожной станции «Кырк-Кыз», расположенной на расстоянии 30 км к югу на железнодорожной линии «Кунград-Гурьев».

Транспортное сообщение района работ: железная дорога «Кунград-Гурьев» (ближайшие станции «Кырк-Кыз» - 30 км и «Барсакельмес» - 10 км.) и автодороги с асфальтным покрытием г. Кунгурад – Бейнэу.

В непосредственной близости от месторождений (в 15 км юго-восточнее) находится линейная компрессорная станция «Акчалак» магистрального газопровода «Средняя Азия - Центр», проходящего по площади месторождения Акчалак. В 30 км к востоку от месторождения Акчалак проходит газопровод «Бухара - Урал». Тип залежей – в основном пластовый сводовый, пластовый сводовый литологически ограниченный. Глубина залегания продуктивных горизонтов варьируется в пределах от 2500м до 3800м.

Месторождения рассматриваемой группы классифицируются по геологическому строению как очень сложные, по числу продуктивных горизонтов – многопластовые, по числу объектов разработки - многообъектные, по фильтрационным свойствам природного коллектора – низко- и среднепроницаемые, по максимально возможному рабочему дебиту скважин – среднедебитные, по величине начальных пластовых давлений - с высоким пластовым давлением, по наличию и содержанию конденсата - газоконденсатные, по величине запасов газа – средние и мелкие.

6. Геологическое строение района работ и конструкция скважин

6.1. Чандырская группа месторождений

6.1.1. Геологическое строение и литолого-стратиграфическая характеристика

Палеозойские группа (Pz). Палеозойские отложения в пределах Чандырской структуры вскрыты в скважинах 1, 2, 4, 5, 6, на максимальную мощность в скважине 5 – 68 м. Во всех изученных разрезах палеозойские образования представлены темно-серыми сланцами с большим количеством кварца в виде линз и прожилок и порфиритом того же цвета.

Мезозойская группа (Mz). Мезозойские отложения залегают с резким угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях палеозоя. Представлены они отложениями юрского и мелового возрастов. Мощность мезозойских отложений составляет 1496 м – 1568 м.

Юрская система (J). Юрские отложения в пределах месторождения Чандыр подразделяются снизу-вверх по разрезу на три разнофациальные толщи: терригенную, карбонатную и соляно-ангидритовую.

Терригенная толща подразделяется на гурудскую, дегибадамскую, тангидувальскую и байсунскую свиты, карбонатная выделена в кугитанскую и соляно-ангидритовая – в гаурданскую свиты.

Отложения терригенной юры вскрыты в скважинах 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, на максимальную мощность в скважине 2 (398 м). Юрские терригенные образования подразделяются на две литологические толщи.

Нижняя (аналог дегибадамской свиты) на полную мощность вскрыта в скважинах 1, 2, 4, 5, 6; залегают непосредственно на палеозое и представлена чередованием аргиллитов и песчаников серых оттенков. Последние образуют пласты-коллекторы мощностью до 5 м (XVIII горизонт). Мощность свиты 93 м - 140 м.

Верхняя (аналог байсунской свиты) сложена в нижней части преимущественно черными глинами с прослоями светло-серых и серых алевролитов и песчаников. Верхняя часть представлена песчаниками и алевролитами с прослоями глин и известняков (XVII горизонт). Мощность отложений байсунской свиты составляет 170 м – 238 м.

Отложения карбонатной юры по литологическим признакам и поисково-геофизическим особенностям разреза подразделяются на 4 разнофациальные пачки, выделяющиеся снизу вверх в XVI, XV-3, XV-2 и XV-1 горизонты. Последние два горизонта в пределах месторождения являются продуктивными.

XVI горизонт на полную мощность вскрыт всеми разведочными скважинами и сложен преимущественно темно-серыми и серыми микрозернистыми известняками. Известняки плотные, крепкие, массивные, практически лишенные пористости, часто алевролитистые, с прослоями известковистых мергелей, особенно в нижней части. Известняки хорошо выдержаны как по площади, так и по литологии в пределах всего месторождения. Мощность XVI горизонта составляет 52 м – 55 м.

XV-3 горизонт представлен афанитовыми, комковато-обломочными и водорослево-обломочными известняками серого и темно-серого цвета. В нижней части в отложениях XV-3 горизонта встречаются прослои известковистых мергелей с обломочным материалом, местами с терригенными примесями вплоть до перехода в полимиктовый микрозернистый песчаник.

Породы-коллекторы в разрезе XV-3 горизонта представлены комковато-обломочными и водорослево-обломочными известняками.

Основной объем коллекторов сосредоточен в верхней половине XV-3 горизонта. В этой же части разреза XV-3 горизонта известняки обладают лучшими коллекторскими свойствами. Так, величина коэффициента пористости в верхней части XV-3 горизонта в скважине 3 достигает 0,28 (по керну). К периферийным частям структуры коллекторские свойства пород ухудшаются, уменьшается доля коллекторов в разрезе XV-3 горизонта. Мощность XV-3 горизонта составляет 152 м – 177 м.

XV-2 горизонт имеет двучленное строение.

Нижняя часть – пачка «Б» (25 м – 30 м) – представлена плотными скрытокристаллическими и микрозернистыми известняками с редкими маломощными прослоями обломочно-комковатых и микрокомковатых пористых известняков.

Верхняя часть – пачка «А» (19 м – 22 м) – представлена переслаиванием плотных афанитовых, комковатых, скрытокристаллических и мелкозернистых известняков с песчаниковидными обломочно-комковатыми и водорослево-комковатыми светло-серыми известняками, характеризующимися высокими коллекторскими свойствами и хорошей выдержанностью по площади. Их доля в разрезе этой части карбонатной формации составляет в среднем 50 %.

Она является продуктивной на Чандырской площади.

В средней части XV-2 горизонта залегает пачка темно-серых, плотных, афанитовых известняков, с пропластками сильно известковистых доломитов. Породы-коллекторы с межзерновой пористостью в этой части разреза имеют весьма ограниченное развитие единичных маломощных линз и пачка в целом служит разделом между пачками «А» и «Б» XV-2 горизонта.

XV-1 горизонт представлен серыми, темно-серыми и розовато-серыми тонкозернистыми ангидритами, в верхней части с включениями бурой глины. Среди ангидритов залегают два пласта пористых комковато-водорослевых известняков мощностью от 1,4 м до 2,8 м каждый. Общая мощность горизонта 20 м – 25 м.

Кимеридж-титон (J3km-t). Юрский разрез заканчивается отложениями кимеридж-титона, представленными соляно-ангидритовой толщей, в разрезе которой по литологическим признакам четко выделяется пять пачек.

Непосредственно на известняках залегает пласт ангидритов получивший в практике геолого-разведочных работ название «нижних» ангидритов, представленный темно- и светло-серыми ангидритами, нередко трещиноватыми. Мощность нижних ангидритов в целом выдержана по площади и составляет 10 м – 15 м.

Выше залегает галогенная толща, состоящая, в основном, из галита (нижние соли). Соль белая, прозрачная, с включениями и маломощными прослойками ангидрита. Мощность «нижних» солей меняется в пределах 37 м – 55 м. Выше залегает пачка «промежуточных» ангидритов мощностью 22 м – 25 м. Ангидриты серые и светло-серые, кристаллические, плотные с пропластками прозрачной кристаллической соли.

На «промежуточных» ангидритах залегает маломощная пачка каменной соли (верхние соли). Соль прозрачная, иногда дымчатая, с включениями красновато-коричневой глины. Мощность «верхних» солей 5 м – 37 м.

Венчает разрез кимеридж-титона пачка пород, представленная красновато-коричневыми глинами, плотными, крепкими, с включениями и линзами светло-серого кристаллического ангидрита («верхние» ангидриты). Мощность их 5 м – 18 м. Мощность отложений кимеридж-титона изменяется от 89 м – 128 м.

Меловая система (К). Меловые отложения представлены обоими отделами: нижним и верхним.

Нижнемеловой отдел (К1). Осадки нижнего мела представлены красноцветными, в основном, терригенными отложениями неокома, отлагавшимися в субаквальных условиях и морскими осадками апта и альба. Мощность отложений нижнего мела 635 м – 663 м.

Неокомский надъярус. Отложения неокома имеют четкое четырехчленное строение.

Нижняя пачка представлена коричневыми плотными, крепкими, слюдистыми глинами с прослоями песчаника и алевролита зеленовато-серого и коричневого цвета.

Выше залегает пачка песчаников и алевролитов (XIV горизонт) розовато-коричневых, коричневых, с прослоями зеленовато-серых, плотных, крепких, сильно глинистых, до перехода в глину, алевролитов.

Сверху XIV горизонт перекрывается 50 м – 60 м пачкой плотной, крепкой глины с гнездами алевролита.

Выше залегает пачка песчаников и алевролитов (XIII горизонт) коричневатых-серых, темно-серых и серых с зеленоватым оттенком.

Выше залегает пачка глин серых и зеленовато-серых, средней крепости, слюдистых, с тонкими прослоями песчаников и известняков того же цвета. Мощность отложений неокома 259 м – 283 м.

Аптский ярус. Отложения аптского яруса включают в себя большую часть XII горизонта и представлены переслаиванием песчаников темно-серых с зеленоватым оттенком, плотных, крепких, мелко-зернистых и алевролитов того же цвета плотных, крепких, с прослоями глин того же цвета. Мощность аптских отложений составляет 64 м – 78 м.

Альбский ярус. В отложениях альбского яруса четко выделяется четыре пачки. Нижняя часть яруса сложена преимущественно голубовато-серыми глинами с тонкими прослоями алевролитов того же цвета, глинистых, за исключением нижнего пласта песчаников, который входит в состав XII горизонта.

Выше залегает пачка, представленная, в основном, глинами, но в отличие от первой пачки в ней присутствуют прослойки ракушняка, алевролита и глинистого песчаника. В основании этой пачки залегает пласт уплотненного песчаника и алевролита, который выделяется как XIa горизонт.

Третья пачка сложена серыми известняками-ракушняками с прослоями глин, мергелей, песчаников. Эта пачка выделяется как XI горизонт.

Четвертая пачка представлена зеленовато-серыми глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Эта пачка входит в состав X горизонта. Мощность отложений альба составляет 295 м – 306 м.

Верхнемеловой отдел (К2). Отложения верхнего мела представлены сеноманским, туронским ярусами и сенонским надъярусом.

Сеноманский ярус. Отложения яруса делятся на две части однородной пачкой глин, служащих разделом между X и IX горизонтами. В нижней части разреза сеноманского яруса, которая входит в состав X горизонта, преобладают песчаники и алевролиты и, в виде прослоев, присутствуют глины. Выше залегает пачка, представленная глинами и прослоями алевролитов и песчаников, так же входящая в состав X горизонта. Верхняя часть сеноманского яруса представлена преимущественно песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Эта часть выделяется как IX горизонт.

Туронский ярус. Нижняя часть туронского яруса представлена мощной толщей серых, темно-серых, плотных, жирных на ощупь глин, служащих крышкой для IX горизонта. Верхняя часть турона представлена песчаниками и алевролитами с прослоями известняков-ракушняков и выделяется как VIII горизонт. Окраска пород серая, голубовато-

серая. Отложения VIII горизонта перекрываются пачкой глин с маломощными прослоями глинистых алевролитов и песчаников. Мощность туронских отложений 246 м – 269 м.

Сенонский надъярус. В отложениях сенонского надъяруса выделяются три пачки. Нижняя пачка представлена серыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов и известняков того же цвета.

Средняя пачка представлена разнозернистыми песчаниками и прослоями глин. Верхняя пачка представлена серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность отложений сенонского надъяруса 383 м – 420 м.

Палеогеновая система (Pg). Представлена бухарскими слоями (64 м – 72 м), сложенными известняками кавернозными и эоценовыми отложениями, представленными алатскими слоями (мергелями) и глинами, на которых с размывом залегают отложения неоген-антропогена. Сохранившаяся мощность эоцена 237 м – 252 м.

Неогеновая система (N). Отложения неогена представлены глинистыми песчаниками коричневыми и буровато-серыми. Они залегают с размывом на различных горизонтах палеогена. Мощность отложений неогена 129 м – 180 м.

Четвертичные отложения (Q). Представлены песками светло-коричневыми и серовато-желтыми, с включениями мелкой гальки. Мощность до 10 м.

6.1.2. Тектоника

Месторождение Чандыр расположено в пределах Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области, в тектоническом отношении являющейся частью Амударьинской впадины, которая в свою очередь представляет собой крупный элемент Каракумской эпигерцинской платформы.

В северо-восточной части Амударьинской впадины, характеризующейся ступенчатым погружением фундамента, выделяются с северо-востока на юго-запад Бухарская, Чарджоуская и Багаджинская ступени, отделяющиеся друг от друга региональными разломами. В пределах ступеней по данным бурения и геофизических исследований выделяются крупные выступы палеозойского фундамента и разобщающие их прогибы. Одним из таких выступов является Испанлы-Чандырский. В осадочном чехле этот выступ выражен в виде протяженного (длиной около 90 км, шириной до 20 км) вала северо-восточного простирания, осложненного многочисленными локальными складками.

Наиболее освещенной бурением структурной поверхностью в пределах Чандырской складки является кровля бухарских слоев палеогена, которая кроме разведочных вскрыта структурными, профильными и гидрогеологическими скважинами.

Чандырская структура по кровле бухарских слоев палеоцена представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания со сводом в районе разведочной скважины 3. Размеры ее по замыкающей стратоизогипсе минус 180 м составляет 9×4,5 км при высоте 20 м. Углы падения крыльев 0,5 – 1°. От Кокчинской и Южно-Кокчинской складок Чандырская отделяется неглубокой седловиной глубиной порядка 20 м.

По глубоким горизонтам отмечается смещение свода вдоль оси складки в северо-западном направлении. По кровле верхнеюрских отложений смещение свода составляет 3 м – 4 км. Размеры складки по этим отложениям следующие: длина – 15 км; ширина – 7 км; высота – 47 м.

По кровле карбонатной толщи верхней юры Чандырская складка незначительно отличается от структурного плана кровли юры и представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания с амплитудой 90 м, длиной 16,5 км, шириной 8,5 км. Углы падения достигают 2°.

6.1.3. Краткая характеристика нефтегазоносности района

Месторождение Чандыр приурочено к карбонатной формации верхней юры, являющейся регионально-продуктивной толщей в пределах всей Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области и юго-западных отрогов Гиссарского хребта. Промышленная газоносность на месторождении установлена в XV-1 и верхней части (пачка «А») XV-2 горизонта, в дальнейшем XV-2а горизонт.

Рассматриваемое месторождение характеризуется низкой продуктивностью пластов. Максимально полученные дебиты газа составляют: 110 – 428 тыс. м³/сутки по XV-2а горизонту, при депрессиях 167 – 70 кг/см²; 147 тыс. м³/сутки по XV-1 горизонту, при депрессии 142 кг/см². Месторождение эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream» с ноября 2017 года. Действующий фонд скважин – 19 ед.

Начальное пластовое давление – 227 кгс/см², текущее пластовое давление 120...140 кгс/см². Пластовая температура 89°С.

Промышленная газоносность месторождения Гавана связана с XV-НР горизонтом верхнеюрского возраста, сложенным в основном плотными известняками с единичными маломощными прослоями пористых разностей, выклинивающихся на небольших расстояниях. Всего в верхнеюрской карбонатной толще (XV-Р и XV-НР горизонты) опробовано 10 объектов; в пяти из них получены притоки воды; в четырех притоки не получены и лишь в скважине I из одного объекта (интервал 2361 -2355 м) получен промышленный приток газа, дебит которого через 10 мм штуцер при депрессии 42,6 атм. составил 234 тыс.м³/сутки. Месторождение эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream» с июня 2018 года. Действующий фонд скважин – 1 ед.

Продуктивная залежь месторождения Западный Кокчи приурочена к карбонатной формации верхней юры, промышленная газоносность которой выявлена в XV-1 и XV-2 горизонтах. Газоконденсатные залежи этих горизонтов полнопластовые, сводовые. Месторождение эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream» с апреля 2018 года. Действующий фонд скважин – 2 ед.

На площади Каландар опробованием скважин 1, 2, 3 установлена промышленная газоносность XV-НР горизонта месторождения. На месторождении Каландар опробование произведено в 4 скважинах в 27 интервалах, из них в 11 интервалах получены притоки газа, в 7 пластовая вода и в 8 притока не получено. Кроме того, в 1 интервале получена вода с газом. Месторождение эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream» с марта 2018 года. Действующий фонд скважин – 4 ед.

В результате опробования разведочных скважин на площади Дивалкак выявлены газоконденсатные залежи, приуроченные к терригенным отложениям среднеюрского возраста и карбонатным отложениям верхней юры. Продуктивные отложения нижнего терригенного комплекса юры опробованы во всех пробуренных разведочных скважинах, в общей сложности в 50 объектах. Промышленно продуктивной оказалась только средняя часть разреза терригенной толщи, соответствующая XVIII горизонту.

6.1.4. Состав пластового газа месторождений

Наименование компонента	Чандыр	Каландар	Дивалкак (б/с)	Западный Кокчи	Гавана
	Объемная доля, %				
CH ₄	93,120	89,98	82,04	93,500	88,950
C ₂ H ₆	2,470	2,98	7,92	2,795	2,780
C ₃ H ₈	1,025	0,75	2,66	0,830	0,970
i-C ₄ H ₁₀	0,190	0,13	0,47	0,105	0,400
n-C ₄ H ₁₀	0,260	0,22	0,50	0,130	0,290
C ₅ H _{12+высш}	0,200	0,77	2,10	0,085	0,340
N ₂	0,650	0,41	2,00	0,280	0,650
CO ₂	1,700	4,30	2,31	1,800	4,170
H ₂ S	0,370	0,47	-	0,580	1,610
Всего	100,000	100,00	100,00	100,000	100,000
Относительная плотность газа	0,631	0,645	0,711	0,606	0,651
P _{кр} , кгс/см ²	48,3	48,26	47,14	47,14	48,7
T _{кр} , К	203,6	203,68	213,74	196,5	207,7

6.1.5. Конструкция вертикальных и наклонно-направленных скважин

Направление 530 мм х 0-10 м, забутовывается;
 Кондуктор 299 мм х 0-470 м, ВПЦ до устья;
 Техническая колонна 219 мм х 0-2070 м, ВПЦ до устья;
 Эксплуатационная колонна 139,7 мм х 0-2200 м, ВПЦ до устья.

Направление 530 мм х 0-10 м, забутовывается;
 Кондуктор 299 мм х 0-470 м, ВПЦ до устья;
 Техническая колонна 219 мм х 0-2450 м, ВПЦ до устья;
 Эксплуатационная колонна 139,7 мм х 0-2650 м, ВПЦ до устья.

6.2. Месторождение Урга

6.2.1. Геологическое строение и литолого-стратиграфическая характеристика

Вскрытый поисковыми скважинами геологический разрез месторождения Урга представлен отложениями палеозойского, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и антропогенного возрастов. Присутствие пермо-триасовых отложений во вскрытых скважинами разрезах не установлено.

Палеозойские отложения представлены туфоаргелитами черными, кремнистыми, очень крепкими с вертикальными трещинами, заполненными кальцитами.

Юрская система представлена однообразной толщей переслаивания континентальных терригенных пород (песчаники, глины, алевролиты, аргелиты) и только в кровельной части залегает маломощный (44 - 74 м) горизонт карбонатных пород. По

принятой для региона схеме в разрезе юрской системы выделяются все три отдела: нижний J_1 , средний J_2 и верхний J_3 .

Нижний отдел юры (J_1) залегает с размывами и угловым несогласием на древних породах палеозоя, заполняя впадины доюрского рельефа. В нижней части залегает 174 м толща аргелитов и глин с редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Выше залегает толща пород, представляющая собой законченный ритм осадконакопления.

Глубина залегания нижнеюрских отложений от 4080 метров (скв.2) до 4237 метров (скв. 3), суммарная толщина 562 м (скв.2), а в скважине 3, в которой подошва нижнего отдела не вскрыта, она превышает 579 м.

Средний отдел юры (J_2) представлен сероцветной толщей ритмично чередующихся компактных пачек песчаников с алевролитами, глинами и аргелитами. Толщина среднеюрских отложений относительно выдержана и составляет 824-891 м. В разрезе выделяются от 5 до 9 пачек песчаников, разобщенных глинистыми перемычками.

Надкуанышский горизонт, выделяемый в основании отдела, объединяет на Ургинском месторождении от 1 до 3 пачек песчаников. Максимальная толщина горизонта 124 м вскрыта в скв. 4, в других скважинах она сокращается до 20-50 м за счет замещения нижней и верхней песчаных пачек плотными непроницаемыми породами. Песчаники надкуанышского горизонта серого цвета, кварце-палевошпатовые, отдельные пачки разделены прослоями глин и аргелитов. Рассматриваемый горизонт отделен от вышележащего акчалакского 60 - 110 м толщей тонкозернистых пород, представленных глинами и аргелитами с тонкими прослоями и линзами алевролитов и мелкозернистых песчаников. В толще песчано-глинистых отложений акчалакского горизонта преобладают глины и аргелиты с прослоями алевролитов, песчаники присутствуют в подчиненном количестве в виде компактных пачек или единых прослоев. Песчаники мелко- и крупнозернистые, крепкие, местами слабосцементированные, рыхлые.

Глубина залегания подошвы среднеюрских отложений 2842 м (скв.6) - 3780 м (скв.1). Общая толщина среднего отдела 824 м (скв.9), 891 м (скв.4).

Верхний отдел юры (J_3) представлен монотонной толщей серых глин и аргелитов с редкими прослоями песчаников и алевролитов прибрежно-морского и мелководно-морского генезиса.

Общая толщина верхнеюрской терригенной толщи 542 - 615 м. В разрезе верхнеюрских отложений выделяются восемь газоносных пластов J_3^1 , J_3^2 , J_3^{2a} , J_3^3 , J_3^5 , J_3^6 , J_3^7 , J_3^8 , которые представлены пластами песчаников от долей до 20 м.

Горизонт J_3^1 залегает в кровельной части верхнеюрских терригенных отложений и представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов.

Горизонт J_3^2 является базовым эксплуатационным объектом как по запасам газа, так и добычным возможностям. Проницаемый пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов.

Горизонт J_3^{2a} залегает стратиграфически ниже J_3^2 на 20-30 м, не совмещаясь с ним пространственно. Коллекторы в этом пласте распространены на ограниченной площади: в пределах южной части структуры они вскрыты только скв. 1, 5, 11, а в центральной части - скв. 26, 27, 32, 39, 37, 49, 51. Причем, в последнем случае, коллекторы залегают в виде отдельных линзовидных тел.

Горизонт J_3^3 является самым распространенным на месторождении, вскрыт в скв.1, 4, 5, 6, 9, 10, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 36, 37, 39, 45, 46, 47, 61. Доля коллекторов изменяется от 24 % (скв. 32) до 74 % (скв. 46).

Горизонт J_3^5 представляет собой относительно компактную пачку толщиной до 27 м, объединяющую 2-3 пласта проницаемых песчаников, разделенных между собой глинистыми породами.

Горизонт J_3^6 включает в себя от 1 до 4 пластов проницаемых песчаников разной толщины (от 1 до 15 м), разделенных между собой непроницаемыми глинисто-алевритовыми породами толщиной от 2-3 до 20 м. Общая толщина пачки колеблется в пределах 20-50 м. Отдельные пласты коллекторов характеризуются локальным распространением, но суммарно пачка прослеживается почти по всей площади месторождения.

Горизонт J_3^7 включает в себя от 2 до 6 пластов проницаемых песчаников преимущественно маломощных, распространенных спорадически по площади и очень неравномерно в большом интервале разреза, достигающем 100 м

Горизонт J_3^8 - наиболее глубокозалегающий пласт, который представлен проницаемыми песчаниками, распространенными в пределах субширотной полосы шириной около 2,5 км и вскрытыми скв. 6, 8, 10, 23, 26, 31, 32, 47. Во всех скважинах, исключая скв.26, коллекторы рассматриваемого пласта газонасыщены.

Меловая система представлена нижними и верхними отделами с общей толщиной 1872-1914 м.

Нижний отдел подразделяется на плато Устюрт на неокомский надъярус, аптский и альбский ярус с суммарной толщиной 1167-1210 м. Неокомский надъярус представлен неравномерно чередующимися глинами, алевролитами и песчаниками с общей толщиной 622-680 м.

Верхний отдел меловой системы литологически состоит из двух комплексов пород: терригенных (сеноманский и туронский ярусы) и карбонатных (сеноманский надъярус и датский ярус) морских осадков.

Палеогеновая система представлена 3 отделами: палеогеновым, эоценовым и олигоценовым. На месторождении Урга выделение вышеупомянутых отделов затруднено из-за недостаточно четкой промыслово-геофизической характеристики вскрытого скважинами разреза.

Палеоцен представлен мергелями с прослоями известняков, глин и алевролитов.

Эоцен разделяется на 3 горизонта: крестинский, кумский и белоглинский, которые сложены мергелями с прослоями известняков и глин.

Олигоцен сложен мощной толщей алевролитовых известняковых загипсованных глин. Суммарная толщина палеогеновых отложений 259-289 м.

Неоген-антропогеновая система представлена в нижней части чередованием глин, гипсов, мергелей и известняками. Неогеновые отложения перекрыты современными пролювиальными образованиями, представленными суглинками и супесями. Суммарная толщина неоген-антропогена 70 - 121 м.

6.2.2. Краткая характеристика нефтегазоносности района

Нефтегазоносность рассматриваемого месторождения связана с отложениями верхней юры, а также отдельными маломощными пластами у самой кровли средней юры. Всего было опробовано 93 объекта, из них в нижней юре 18 объектов, в средней - 13, в верхней юре - 62 объекта. При этом из 20 объектов получены слабые притоки воды, из 11 - притоки воды, из 10 - газ с водой, 2 объекта оказались сухими, из 17 - слабый газ и только 28 объектов дали промышленный приток газа с конденсатом (от 25 (на 7 мм штуцере) до 664 тыс.м³/сут (на 18 мм штуцере)). В большинстве объектов, давших газ, присутствовала в небольших количествах вода.

Месторождение эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream» с июля 2017 года. Действующий фонд скважин – 9 ед.

Начальное пластовое давление – 251...294 кгс/см². Пластовая температура 99...117°С. Текущее пластовое давление 17...75 кгс/см².

6.2.3. Конструкция скважин

Направление	426 мм х 0-5 м, забутовывается;
Кондуктор	299 мм х 0-100 м, ВПЦ до устья;
Техническая колонна	219 мм х 0-1450 м, ВПЦ до устья;
Эксплуатационная колонна	139,7 мм х 0-2850 м, ВПЦ до устья.

6.3. Акчалакская группа месторождений

6.3.1. Геологическое строение и литолого-стратиграфическая характеристика

Литолого-стратиграфическая характеристика. Стратиграфический разрез структур рассматриваемой группы месторождений представлен палеозойскими, юрскими, меловыми, палеогеновыми, неоген-четвертичными отложениями.

Юрская система – J. С разрывом и угловым несогласием на отложениях верхнего палеозоя залегают юрские отложения, представленные в Устюртском регионе тремя отделами, стратиграфическая полнота и мощности которых различны по отдельным тектоническим зонам.

Нижнеюрский отдел – J1. На Куаныш-Коскалинском валу и в Судочьем прогибе нижнеюрские отложения представлены в основном тоарским ярусом, и только на отдельных площадях отмечены небольшой мощностью отложения более глубоких горизонтов (площади Кибир и Аджибай).

Отложения тоара сложены преимущественно песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, средне-мелкозернистые, с зернами крупнозернистой песчаной фракции и гравелитов, полимиктовые со смешанным цементом порово-пленочного типа, с включением обугленного растительного детрита. Алевролиты серые, темносерые, черные, разномзернистые, полимиктовые, со слюдисто-глинистым цементом и включением обугленного растительного вещества и сидерита. Аргиллиты темно-серые, песчаноалевритовые, тонкокочешуйчатые, с включением обрывков углефицированных тканей растений, с прослоями серого алевролита и мелкозернистого песчаника.

Мощность отложений нижней юры - 0- 812 м.

Среднеюрский отдел – J2. Среднеюрские отложения в пределах изученной территории имеют повсеместное распространение и представлены нерасчлененным ааленбайосским и батским ярусами. Литологически эти осадки представлены терригенной толщей переслаивания сероцветных песчано-алеврито-глинистых пород.

Песчаники серые, в верхах разреза зеленовато-серые, от мелко- до грубозернистых, слюдистые, плотные, полимиктовые, со смешанным карбонатно-слюдисто-глинистым цементом. Алевролиты темно-серые, полимиктовые, крепкие, плотные. Аргиллиты темносерые и зеленовато-серые, тонкоотмученные, линзовидно-тонкогоризонтальнослоистые, в верхах разреза песчанистые и алевритистые.

Породы содержат многочисленные остатки обуглившейся растительной органики и тонкие (0,5-1 см) редкие прослойки угля.

Верхнеюрский отдел – J3. Отложения верхней юры, согласно залегающие на породах среднеюрского возраста, вскрыты всеми глубокими скважинами и представлены в объеме келловей-оксфорда и титона.

Келловей-оксфордские отложения (J3cl-oxf) представлены преимущественно глинами с прослоями алевролитов и песчаников.

Глины серые, зеленовато-серые, в верхах разреза – буровато-коричневые, алевритистые, плотные, тонкоотмученные, с редкими обуглившимися остатками растительности, по которым развиваются псевдоморфозы пирита. Алевролиты зеленовато-серые, глинистые и песчанистые, плотные, крепкие. Песчаники зеленовато-серые, мелкотонкозернистые, очень часто алевритистые, плотные, крепкие, массивные, кварцполевошпатовые с включением редких зерен глауконита.

Отложения титона (J3tit) без видимого углового несогласия, но с размывом залегают на отложениях келловей-оксфорда. Регионально эти отложения в пределах рассматриваемой территории не выдержаны. На Куаньш-Коскалинском валу и в Судочьем прогибе вскрыты известняки серые и зеленовато-серые, мелкокристаллические, органогеннодетритусовые, очень крепкие, с прослоями известковистых песчаников. Мощность этих отложений 9-70 м. Мощность отложений верхней юры 250-580 м. Общая мощность юрских отложений - 808-2700 м.

6.3.2. Тектоника

В тектоническом плане территория Устюртского региона входит в состав Северо-Устюртской синеклизы, Араломорской впадины и Южно-Мангышлакско - Южно-Устюртской системы прогибов являющихся северо-западной частью Туранской плиты. Последняя схема тектонического районирования (масштаб 1:500000) составлена в 2002 году, на которой в качестве тектонических элементов I порядка выделены Северо-Устюртская впадина, Центрально-Устюртская система дислокаций, ЮжноУстюртская впадина и Араломорская впадина.

Судочий прогиб субмеридианального простирания протягивается на 150 км от Центрально-Устюртской системы дислокаций на юге до восточных периклиналей Актумсукской системы дислокаций на севере. С запада он ограничен Куаньш-Коскалинским, с востока - Тахтакаирским валами. Система крупноамплитудных (до 0,4-0,8 км) разломов северо-западного простирания по доюрскому комплексу пород привела к грабенообразному строению Судочьего прогиба.

6.3.3. Краткая характеристика нефтегазоносности района

Газоносность месторождения Акчалак связана с терригенными отложениями нижней (Куаньшский горизонт - Кн1, Кн2), средней (Надкуаньшский горизонт – НКн, Акчалакский горизонт - А1, А2, А3, А4) и верхней (Надакчалакский – НА1, НА3) юры. Всего на месторождении Акчалак в период разведки опробовано 124 объекта, из них в 15 получены промышленные притоки газа до 462 тыс.м³/сут. Месторождение эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream» с сентября 2018 года. Действующий фонд скважин – 7 ед. Начальное пластовое давление – 274...362 кгс/см². Пластовая температура 122...145°C.

Первооткрывательницей месторождения Карачалак явилась поисковая скважина 1 (1989 г.). Газоносность связана с карбонатными отложениями палеозоя. Приток газа дебитом 250 тыс.м³/с был получен в процессе бурения с применением пластоиспытателя КИИ-140. Всего на месторождении в период разведки пробурено 7 скважин общим метражом 28206 пог. м. Начальное пластовое давление – 373 кгс/см². Пластовая температура 153°C.

Первооткрывательницей месторождения Кокчалак явилась заложена скважина 18 Акчалак, которая вскрыла полный разрез мезозоя и при достигнутой глубине (3293 м) прошла 17 м карбонатных отложений С1-2. Промышленные притоки газа в этой скважине были получены не только из песчаников средней (2870-2892 м) и нижней (3168-3250 м) юры, но и из доюрских карбонатных образований (3276-3293 м).

В 1989 году начато бурение скв. 1п, при испытании которой получены промышленные притоки газа из среднеюрских отложений. В разряд месторождений площадь Кокчалак включена в 1993 году. Всего на месторождении Кокчалак в период разведки пробурено 5 скважин: 1 параметрическая, 3 поисковые и 1 разведочная. Общий метраж бурения - 17880 м. Месторождение эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream» с ноября 2018 года. Действующий фонд скважин – 2 ед.

Структура Западный Барсакельмес выявлена структурным бурением в 1963-1966 гг. В своде структуры была заложена параметрическая скважина (скв.1п). При опробовании этой скважины через колонну (всего 14 объектов) в среднеюрских отложениях (инт. 2798-2815 м) был получен промышленный приток газа дебитом 98 тыс.м³/сут, в остальных объектах юры - пластовая вода с растворенным газом. Таким образом, параметрическая скважина 1 явилась первооткрывательницей газоконденсатного месторождения Западный Барсакельмес, приуроченного к отложениям средней юры. Всего на Западной Барсакельмеской площади пробурено 10 глубоких скважин (1 параметрическая, 3 поисковые и 6 разведочных). Общий объем глубокого бурения - 33,803 тыс. м. Из общего количества пробуренных скважин 2 вскрыли палеозойские отложения, 5 - пермотриасовые и 3 - нижнеюрские. В колонне опробованы 9 скважин, из которых три продуктивные. В разрезе выделено три подсчетных продуктивных акчалакских горизонта в средней (Ак-1, Ак-3, Ак-4) и два куанышских (Кн-1, Кн-2) – в нижней юре.

6.3.4. Конструкция скважин

	Вариант 1
Удлиненное направление	426 мм х 0-100 м, ВПЦ до устья;
Кондуктор	324 мм х 0-970 м, ВПЦ до устья;
Техническая колонна	244,5 мм х 0-2450 м, ВПЦ до устья;
Эксплуатационная колонна	127/177,8 мм х 0-2550/3300 м, ВПЦ до устья.
	Вариант 2
Шахтное направление	530 мм х 0-11 м, забутовывается;
Удлиненное направление	426 мм х 0-100 м, ВПЦ до устья;
Кондуктор	299 мм х 0-970 м, ВПЦ до устья;
Техническая колонна	219 мм х 0-2450 м, ВПЦ до устья;
Эксплуатационная колонна	139,7 мм х 0-3300 м, ВПЦ до устья.

6.3.5. Состав пластового газа месторождений Урга и Акчалакской группы

Наименование показателя	Месторождение				
	Урга	Акчалак	Кокчалак	Карачалак	Западный Барсакелмес
Молярная доля компонентов, %:					
СН ₄	89,3	79,12	74,29	90,3	75,13
С ₂ Н ₆	5,99	6,34	9,12	1,45	8,51
С ₃ Н ₈	1,52	3,61	5,12	0,33	5,3
i-С ₄ Н ₁₀	0,26	0,82	0,99	0,08	0,72
n-С ₄ Н ₁₀	0,34	1,06	1,97	0,9	0,98
С ₅ Н ₁₂ +высш.	0,36	2,08	3,0	0,78	3,13
N ₂	1,85	4,59	2,44	2,83	4,12
СО ₂	0,38	2,38	3,05	3,33	1,72
Н ₂ S	-	0,0012	0,0003	0,0004	0,012
Итого:	100	100	100	100	100
Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	13,2	130,5	123	46	139

7. Внутрискважинное и устьевое оборудования скважин

Скважины укомплектованы следующим внутрискважинным оборудованием:

- Насосно-компрессорные трубы (НКТ 73×5,5 мм).
- Пакер ПРО-ЯДЖ-114 (в отдельных скважинах)

Глубина спуска оборудования не более 3300 м (глубина по стволу).

Минимальное проходное сечение элементов внутрискважинного оборудования составляет 53 мм.

Фонтанная арматура АФК 65х350, АФ6-80/65х35 К2.

Колонная головка:

ОКК2-299х219х140х35МПа.

ОКК2-324х245х177,8х35МПа.

8. Квалификационные требования, применяемая аппаратура и оборудование

Подрядчик должен соответствовать следующим квалификационным требованиям:

- иметь в наличии сертифицированное оборудование и программное обеспечение с возможностью его беспрепятственного использования на территории Республики Узбекистан и персонал, обученный для работы/имеющий право работать с соответствующим оборудованием и программным обеспечением;
- иметь Руководителя Контракта* с высшим профильным образованием и опытом выполнения аналогичных по характеру и объему работ в течение **не менее 3 (трех) лет** на руководящих должностях;
- иметь базу производственного обеспечения, склады или договор аренды базы на территории Республики Узбекистан;
- иметь опыт выполнения аналогичных работ на территории Республики Узбекистан;

е) иметь в наличии все необходимые для выполнения Работ лицензии и разрешения.

*- Руководителем Контракта может быть назначен как руководитель организации, так и руководитель одного из подразделений (главный инженер, главный геолог, главный технолог и др.)

Применяемая аппаратура и оборудование для газодинамических исследований должны соответствовать требованиям «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин», Р Газпром 086-2010.

Аппаратура и оборудование должны обеспечить проведение исследований в нефтяных и газовых средах с содержанием сероводорода до 2 %, при температурах до 110⁰С и устьевых давлениях до 30 МПа. В состав оборудования для проведения исследований в обязательном порядке входит:

- лубрикатор высокого давления до 30 МПа в сероводородостойком исполнении;
- подъемный кран.

Подъемные операции в скважине должны обеспечивать возможность выполнения работ автономными приборами на проволоке в сероводородостойком исполнении до 2% H₂S. Кроме того в обязательном порядке в состав оборудования должны входить в обязательном порядке:

- устьевые термометры,
- автономные устьевые манометры-термометры,
- автономные глубинные манометры-термометры,
- глубинные пробоотборники и желонки;
- устьевой эхолот;
- ловильный инструмент для извлечения геофизических приборов и кабеля в случае аварии;

Аппаратура и оборудование должны быть изготовлены не ранее 2010 г. Предпочтительный возраст аппаратуры и оборудования – до 5 лет.

Особое требование: Применяемая аппаратура и оборудование для газодинамических исследований должны быть исполнены в коррозионностойком и сероводородостойком исполнении. Пропускная способность полнопоточного сепаратора не менее 0,75 млн.м³/сут.

9. Программно-аппаратное обеспечение для обработки и интерпретации

Программно-аппаратное обеспечение должно решать задачи первичной обработки и оперативной интерпретации данных газодинамических исследований. Оперативная интерпретация проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин», Р Газпром 086-2010.

Программное обеспечение должно быть разработано (модифицировано) не ранее 2010 г. Предпочтительный возраст программного и аппаратного обеспечения – до 5 лет.

10. Газоконденсатные исследования (ГКИ):

10.1 Промысловые газоконденсатные исследования в 10-ти скважинах:

1. Проведение газоконденсатных исследований на двух режимах (штуцера разного диаметра) и трех режимах сепарации на каждом штуцере.

2. На каждом режиме исследования замеряются дебиты газа, выходы стабильного и нестабильного конденсата и воды после полнопоточного сепаратора или малой сепарационной установки (МСУ).

3. На каждом режиме исследования отбираются пробы нестабильного конденсата, стабильного конденсата и газа сепарации.

4. Определение на скважине содержания сероводорода и углекислого газа в составе газа сепарации.

10.2 Лабораторные исследования отобранных проб из 10-ти скважин:

1. Хроматографический анализ газа сепарации и газов дегазации нестабильного конденсата каждой пробы, отобранных из 10-ти скважин.

2. Определение физико-химических свойств конденсата (плотность, молекулярная масса, кинематическая вязкость, коэффициент преломления, содержание общей серы, проба на медную пластинку, фракционный состав, групповой углеводородный состав, лабораторное определение кривой отгонки стабильного конденсата (ИТК) с температурным интервалом не более 20 град.С).

3. Определение химического состава отобранной воды.

4. Расчет состава пластового газа методом материального баланса из условий двухступенчатой сепарации газа.

11. Программа газоконденсатных исследований

Программа исследований с указанием состава работ, технических характеристик применяемого оборудования и методики проведения и обработки данных приводится в Приложении №1 к настоящему Техническому Заданию. В программе приводится краткое описание применяемой аппаратуры и программного обеспечения для обработки данных, с указанием основных технических характеристик и даты изготовления (даты разработки/модернизации для программного обеспечения), результатов поверки применяемого измерного оборудования.

12. Требования к форме и срокам предоставления результатов Работ

Оперативные результаты промысловых исследований предоставляются в виде отчета с табличными и графическими приложениями в течение 24 часов, но не более 48 часов. Итоговый отчет по проведенным исследованиям с результатами интерпретации газодинамических исследований представляется на электронных носителях и в бумажном виде в течение 7 календарных дней после завершения исследований. При проведении газоконденсатных исследований итоговый отчет представляется на электронных носителях и бумажном виде в течение 30 календарных дней после завершения исследований. Итоговый отчет должен содержать выводы и рекомендации по проведенным исследованиям. Материалы записи давлений и температуры представляются в виде файлов формата EXCEL, а также в формате программного продукта.

13. Сроки проведения Работ:

Сроки проведения работ - согласно графику исследований, утвержденному Заказчиком.

14. Условия проведения Работ.

Работы производятся на добывающих эксплуатационных скважинах, в связи с чем необходимо строгое соблюдение графика работ, для избежания невыполнения планов добычи и недопущения нарушений технологического режима работы скважин. Работы выполняются по заявкам Заказчика, подаваемым не менее чем за 24 часа до начала выполнения Работ на скважине.

Подрядчик составляет план выполнения работ и согласует его с Заказчиком.

Подрядчик выполняет исследования скважин в строгом соответствии с действующим в Республике Узбекистан законодательством в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Узбекистан, а так же корпоративными нормами и правилами, принятыми у Заказчика.

Проведение исследований, обработку и интерпретацию результатов Подрядчик выполняет по согласованным с Заказчиком методикам, с использованием сертифицированного оборудования и аттестованных приборов.

15. Право на корректировку

Заказчик оставляет за собой право на изменение/корректировку методов и объема исследований.

16. Язык предоставления результатов Работ

Заключение по проведенным исследованиям передается на русском языке в бумажном виде (два экземпляра в переплете) и в цифровом формате на электронный адрес Заказчика и на CD диске в виде файлов *.DOC и *.XLS для текстовых и табличных данных соответственно, обработки и интерпретации, а также в *.PDF формате сканированную копию заключения вместе с приложениями. Формат представления графических приложений согласуется с Заказчиком.

От Заказчика:

Подпись _____

Pravin V. Dsouza

Должность: Исполняющий обязанности
Генерального директора

От Подрядчика:

Подпись _____

ФИО Должность: Директор

**Программа
проведения газоконденсатных исследований**

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Газоконденсатные исследования проводятся параллельно с целью определения продуктивных характеристик пластов, фазового и компонентного состава добываемой продукции. По данным этих исследований определяют следующие основные параметры:

- Коллекторские и фильтрационные свойства пласта (коэффициенты фильтрационного сопротивления, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, радиус контура питания, скин-фактор призабойной зоны скважины).
- Забойные давления и температуры, дебиты газа, удельные выходы конденсата и воды, на различных режимах работы скважины, максимальный выход и коэффициент усадки сырого конденсата.
- Состав и свойства пластового газа и конденсата (потенциальное содержание стабильного конденсата в составе пластового газа, плотность, молекулярная масса, вязкость, коэффициент сжимаемости, изменение потенциального содержания конденсата в пластовом газе при снижении давления, давление начала конденсации, коэффициент конденсатоотдачи пласта и др.).
- Выделение коллекторов в интервале перфорации и их классификация по характеру отдаваемых флюидов.
- Определение работающих интервалов (в отдельных скважинах) проведением каротажа продуктивности, определение дифференциального профиля притока с учётом всего комплекса ГИС, с количественным разделением на фазы (нефть, газ, вода).
- Определение начального или текущего пластового давления.

МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Все операции на скважине проводятся после получения разрешения УзВЧ и согласования с Заказчиком. После освоения скважина продувается до полного выноса жидкости глушения на поверхность и стабилизации устьевого давления и дебита скважины. Исследование скважины проводится методом установившихся отборов. После чего скважина закрывается на снятие КВД.

ОБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ

Для разделения газожидкостного потока на отдельные фазы используется полнопоточная сепараторная установка или МСУ.

Оборудование для проведения исследований:

1. Машина для исследования скважины (лебедка).
2. Проволока в коррозионно-стойком исполнении диаметром 2-2,3 мм длиной не менее 3000 м, в количестве, необходимом для проведения всех исследований, предусмотренных Контрактом.
3. Глубинный электронный манометр-термометр Микон-107 (предел замера давления 0-60 МПа, точность замера давления $\pm 0.02\%$ от максимального значения, предел

замера температуры: 0-110 °С, точность замера температуры: $\pm 0,5$ °С, габариты (Ф25мм x 1.0м), либо другой, не уступающий по характеристикам.

4. Оборудование спускоподъемное (лубликатор, переводники, верхняя головка, ролик оттяжной).

5. Шайбный измеритель с трубопроводом высокого давления.

6. Персональный компьютер переносной.

7. Емкости для сжиженного или сжатого газа из черных металлов бесшовные, типа КЖ-500 и КЖ-250 либо другие, не уступающие по характеристикам.

8. Устьевые манометры Микон-207 либо другие, не уступающие по характеристикам.

9. Устьевые манометры типа МО-0,4 либо другие, не уступающие по характеристикам.

10. Комплексный прибор СОВА, ГЕО-6, КСАТ или аналогичный (для записи профиля притока).

11. Вспомогательное оборудование.

Обработка данных:

Обработка регистрируемой информации и интерпретация результатов исследований, проводится с использованием специальных программ Skwad-1 и KWD-2, «Saphir-NL» или аналогов.

Порядок выполнения работ:

1. Опрессовать ФЛ - предохранительный клапан - лубликатор - штуцерная колодка, выкидная линия на 25 МПа цементировочным агрегатом типа ЦА-320.

Опрессовать контейнеры для отбора нестабильного конденсата, баллоны для отбора газа сепарации, пробоотборники.

Все исследовательское оборудование и аппаратура должны иметь технические паспорта, манометры и термометры перед проведением исследований должны пройти тарировку.

Все операции на скважине проводятся после получения разрешения УзВЧ и согласования с геологической службой Заказчика.

2. В случае получения притока пластовой воды, произвести спуск электронного манометра марки Микон-107 или аналог для замера давления и температуры на забое скважины и пробоотборника ПГ-1000 или аналог для отбора проб забойной жидкости.

3. В случае получения притока газа провести отработку скважины по трубному пространству до полного ее опорожнения от жидкости глушения и очистки призабойной зоны, добившись стабилизации устьевого давления и дебита скважины.

4. Произвести спуск электронного манометра марки Микон-107 или аналог на глубину интервала перфорации. После чего исследование скважины проводится методом установившихся отборов.

5. Для исследования методом установившихся отборов (*от 3 до 5 режимов прямого хода*) используются штуцера различного диаметра (от 3 до 5 штук) по согласованию с геологической службой Заказчика. *Длительность работы на каждом режиме - до стабилизации устьевых параметров, но не менее 4 часов.*

6. На каждом режиме работы скважины осуществляется замер забойного давления и температуры, трубного и затрубного давления, температуры газа на устье скважины, давления и температуры сепарации, дебита газа, при этом замеряются удельные выходы конденсата и воды.

7. При проведении промысловых газоконденсатных исследований скважину необходимо эксплуатировать на режимах, обеспечивающих полный вынос конденсата с забоя скважины (скорость потока газа у башмака фонтанных труб должна быть не меньше 4 м/с), депрессия на пласт не должна превышать 20% от пластового давления.

8. Промысловые газоконденсатные исследования выполняются на двух режимах (штуцера разного диаметра) и трех режимах сепарации на каждом штуцере, при этом производятся замеры выхода нестабильного конденсата ($\text{см}^3/\text{м}^3$) и воды, определяются коэффициент усадки и плотность конденсата. На режиме сепарации, близком к давлению максимального выхода стабильного конденсата ($P_{\text{сеп}} = 5-6$ МПа, в случае если $P_{\text{у}}$ меньше 10 МПа, давление в сепараторе устанавливается равным $\frac{1}{2} P_{\text{у}}$), проводится отбор представительных проб отсепарированного газа (в баллоны и бутылки) и нестабильного конденсата (в контейнеры) для последующих лабораторных исследований, также выполняются промысловые определения содержания сероводорода в газе сепарации.

9. После работы на последнем режиме прямого хода скважина закрывается на снятие кривой восстановления давления. *Время снятия кривой КВД – до полной стабилизации устьевых давлений, но не менее 24 часов.*

10. Интерпретация результатов исследований проводится с использованием специализированных программ Сапфир или аналог. По результатам газодинамических исследований определяются коэффициенты фильтрационных сопротивлений (А и В), коэффициент продуктивности, входящие в уравнение притока газа к скважине, абсолютно-свободный дебит скважины, коэффициент гидравлических потерь при движении газа по колонне НКТ. По результатам интерпретации КВД определяются следующие параметры: пластовая температура и давление (коэффициент аномальности), проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, радиус исследования и дренирования, скин-фактор призабойной зоны скважины (механический, общий перед закрытием, потери депрессии на преодоление скин-фактора), наличие границ или непроницаемых экранов, коэффициент влияния ствола скважины. После окончания работ по интерпретации результатов исследований Заказчику передается итоговый отчет о выполненных газодинамических и газоконденсатных исследованиях в бумажном и электронном виде.

Программа лабораторных исследований

1. Определение компонентного состава газа сепарации и дегазации конденсата.
2. Газожидкостная хроматография газа дебутанизации дегазированного конденсата с определением C_2-C_6 по ГОСТ 13379-82.
3. Расчет состава пластового газа методом материального баланса исходя из состава фаз и конденсатно-газового фактора для всех режимов исследования.
4. Определение меркаптанов в составе пластового газа по гомологическому ряду: метил, этил и т.д.
5. Определение группового и фракционного состава стабильного конденсата,
6. Определение физико-химических характеристик стабильного конденсата.
7. Определение химического состава воды.
8. Определение давления начала конденсации, изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе при снижении пластового давления, коэффициента извлечения конденсата при разработке на истощение.

Сероводородные исследования

1. На одном из режимов работы скважины на режиме сепарации, близком к давлению максимального выхода конденсата, выполняются промысловые определения содержаний

сероводорода и углекислого газа. Сероводород и углекислый газ определяется в газе сепарации по КН 39.0.0-24.2003. Сероводород – йодометрическим методом по ГОСТ 22387.2-97, углекислый газ-титриметрическим методом.

2. Для определения содержания сероводорода в газе дегазации нестабильного конденсата в процессе промысловых работ отбирают пробы нестабильного конденсата в контейнер (объемом 100 см³ или 20 см³).

Требования по технике безопасности

Работы по проведению газодинамических и газоконденсатных исследований скважин осуществляются в полном соответствии с утвержденными правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности Республики Узбекистан.

Итоговый отчет по результатам исследований

По результатам полевых и лабораторных исследований должен быть подготовлен итоговый отчет, где отражаются все выполненные расчеты, графики и соответствующие выводы. Указываются принятые для расчетов обоснованные значения. В отчете включаются, кроме всего прочего, и:

1. Результаты поверки образцовых и электронных манометров – термометров с указанием избыточных давлений, показаний прибора в делениях, даты поверки.

2. Таблицу с результатами замеров давлений и в т.ч. делений устьевых манометров, глубины замеров и времени на всех режимах (с интервалом каждой минуты в начальной стадии, с постепенном увеличением интервала до 20 минут и не менее 2-х часов работы при установившимся режиме скважины) и времени закрытия на КВД, десятиминутным интервалом времени восстановления КВД в первый час и последующим часовым интервалом.

3. Обоснование принятой модели пласта с учетом полученных притоков газа конденсата и воды.

4. Исходные результаты интерпретации данных в программном продукте, в формате excel и word.

От Заказчика:

Подпись _____

Pravin V. Dsouza

Должность: Исполняющий обязанности
Генерального директора

От Подрядчика:

Подпись _____

ФИО Должность: Директор