КОМИТЕТ ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ И МОЛОДЕЖНОЙ ПОЛИТИКИ ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

ГБПОУ «Фроловский промышленно-экономический техникум»

Специальность 21.02.01 « Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Осложнения в системе сбора и транспорта скважинной продукции на Фетисовском месторождении

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ДП.21.02.01 Н-14 17.18.00.00.ПЗ

Руководитель А.И.Сапожников

Консультант по экономической части О.В.Назаренко

Выполнил А.А.Тапилин

2018

Введение

Российская федерация имеет на своей территории уникальную сырьевую базу. Нефть или «Черное золото» является главным сырьевым богатством России. Поэтому добыча и экспорт нефти существенно влияет на развитие экономики страны. Но, как и у любой другой индустрии у нефтяной промышленности есть свои проблемы.

1) Состояние нефтяной отрасли. На сегодняшний день нефтяная промышленность играет важную роль в развитии топливно-энергетической промышленности России. Однако последние несколько лет были достаточно тяжелыми для нефтяного сектора России. Это было связанно с введением санкций, нестабильностью цен на нефть, борьбой за потребителя. Но, не смотря на это, топливно-энергетическая промышленность продолжает развиваться. Этому способствуют большие вложения денег, и привлечение иностранного капитала. Таким образом, состояние нефтяной отрасли России можно назвать сложным, однако существуют способы улучшения этой ситуации.

2) Развитие нефтяной промышленности. Со стороны государства уделяется много внимания на развитие нефтяной отрасли. Одним из основных направлений развития является увеличение мощностей крупных компаний. Так же уделяется повышенное внимание развитию дипломатических отношений с другими странами, в частности со странами Азии. Это делается с целью развития новых путей экспорта «Черного золота», что в свою очередь увеличит прибыль нефтяных компаний и государства в целом. Таким образом, существуют хорошие перспективы развития нефтяной промышленности

3) Проблемы нефтяного сектора. Несмотря на большие вложения капиталов, и хороших перспектив развития, у нефтяной промышленности имеются

существенные проблемы:

- используется устаревшее оборудование, что существенно влияет на скорость добычи нефти;
- некачественная утилизация нефтяного газа;
- низкий показатель извлечения нефти;
- увеличение стоимости добычи нефти, что, в свою очередь, замедляет скорость добычи.

На большинство этих проблем повлиял кризис 2009 года. В результате, которого существенно сократилась добыча нефти. Так же большинство крупных компаний отказались от исследовательских работ. Несмотря на это нефтяная промышленность России выпускает такой же качественный продукт, способный составить конкуренцию на рынке.

4) Товарная марка. Понятие товарной марки нефти возникло в результате существенных отличий качества топлива. Качество топлива будет зависеть от таких факторов, как: наличие примесей и от месторождения ресурса. Так разные сорта нефти позволяют улучшить процесс торговли и сформировать баланс спроса и предложения на рынке. На территории России выделяется пять видов нефти, из которых самым известным на мировом рынке является «Urals». «Топливо Urals — это тяжелая, высокосернистая Уральская нефть, марка которой включает в состав топливо из Татарстана и Ханты-Мансийского автономного округа. Основными производителями сырья являются компании «Роснефть», «Лукойл», и «Газпром нефть» Российская нефть: марка и цена. Таким образом, цены на Российскую нефть тесно связанны с ситуацией в мире.

5) Влияние на экологию. Одной из ключевых проблем нефтяной промышленности является негативное воздействие на экологию.

Добыча любых ископаемых негативно сказывается на окружающей среде, но именно добыча «Черного золота» представляет повышенную опасность. Именно поэтому множество стран вкладывает огромные деньги на увеличение безопасности при добыче и перевозки нефти. Существует множество примеров, когда

при перевозке нефтепродуктов случались крупные аварии. Достаточно вспомнить аварию 2007 года, когда в результате шторма в Керченском проливе получили сильные повреждения два танкера. В результате чего большое количество нефтепродукта попало в море. В результате таких аварий страдают не только страна, которой принадлежит танкер, но и все прибрежные страны, и наносится непоправимый вред окружающей среде. Таким образом, нефтедобыча является самым опасным природным ресурсом.

6) Добыча нефти. На данный момент общие запасы нефти оцениваются в 240 млрд. тонн. Существует множество стран, в которых хорошо развита нефтедобывающая промышленность. Так к десятке лидирующих стран по добычи нефти относятся: 1) Саудовская Аравия (12,9 %); 2) Россия (12,7 %); 3) США (12,3 %); 4) Китай (5,0 %); 5) Канада (5,0 %); 6) Иран (4,0 %); 7) ОАЭ (4,0 %); 8) Ирак (3,8 %); 9) Кувейт (3,6 %); 10) Венесуэла (3,3 %). Из чего мы видим, что первая тройка стран ежегодно добывает около 38 % природного ресурса. Таким образом, Россия является одним из крупнейших нефтедобытчиков в мире, что в свою очередь позволяет в какой-то степени влиять на мировые цены «Черного золота».

7) Влияние на экономику. Нефтяная промышленность играет огромную роль в развитии экономики России. С развитием автомобилестроения и увеличением численности транспорта так же увеличивается спрос на нефтепродукты. Российская федерация обладает большими запасами нефти, и фактически экспорт нефти и газа является одним из основных источников дохода. С увеличением спроса и цен на «Черное золото» Россия начала внедрять новые технологии для нефтедобывающих предприятий, что позволило существенно увеличить добычу этого ресурса.

В последнее время Россия активно укрепляет отношения со странами Азии, в частности с Китаем и Японией. Что в свою очередь позволяет укреплять свое положение на этих рынках. Таким образом, нефтегазовая промышленность ежегодно приносит огромный доход в экономику России.

Целью моего дипломного проекта является изучение методов борьбы с осложнениями в системе сбора и транспортировки газа на Фетисовском месторождении.

Расчетным путем определяем на каком режиме будет работать скважина и далее будем подбирать подъемный лифт скважины №7 Верейского горизонта Фетисовского месторождения.

1 Геологический раздел

1.1 Общие сведения о месторождении. Орогидрография

Фетисовское газовое месторождение расположено на территории Михайловского и Сера - фимовического районов Волгоградской области в 26 км северо-западнее г. Фролово. Ближайшим населенными пунктами являются хутор Безымянка, станица Арчединская. Сообщение между населенными пунктами, в основном, осуществляется по грунтовым дорогам.

Общая площадь участка составляет 58320 м^2.

В 26 км юго-восточнее Фетисовского газового месторождения проходит железнодорожная магистраль Волгоград-Москва. Вдоль этой магистрали проходит автодорога Волгоград-Москва. Остальная часть площади покрыта редкой сетью грунтовых проселочных дорог, проезжих только в сухое время года.

Растительный покров довольно скудный. Отдельные деревья и кустарники встречаются лишь в балках. Территория бедна полезными ископаемыми. Кроме газа, добывается мел, мелоподобные мергели, глины.

Климат района континентальный с жарким летом и холодной зимой. Максимальная температура приходится на июль месяц и достигает плюс 35...40°С, а минимальная минус 26°С.

Глубина зимнего промерзания грунта в отдельные годы достигает 2 м. Средне-годовое количество осадков, которое приходится, в основном, на осенне-зимний период, колеблется от 221 до 508 мм. Господствующее направление ветра в зимний период северное и северо- западное направление, в летний - юго-западное и юго-восточное. Скорость ветра колеблется от 3,2 до 4,4 м/сек, редко достигает 26 м/сек.

Население, в основном, русское. Занято, преимущественно, выращиванием зерновых, бахчевых культур и животноводством.

1.2 Стратиграфия

Девонская система

Отложения девонского возраста представлены верхним отделом (верхнефаменский ярус), в состав которого входят елецкий, лебедянский, зимовской, сенновский и заволжский горизонты.

Елецкий горизонт расчленяется на три литологические пачки пород: нижнюю и верхнюю - известковистую и среднюю – песчано - глинистую с тонко - слоистыми плотными глинами и с прослоями серых с кремовым оттенком, крепких известняков. Песчаники зеленовато-серые, разнозернистые, кварцевые. Вскрытая толщина 61 - 108 м.

Лебедянский горизонт представлен известняками серыми и светло-серыми, глинистыми, местами перекристаллизованными с прослоями серых, темно-серых аргиллитов песчанистых и известковистых. Вскрытая толщина 109 - 124м.

Заволжский горизонт сложен известняками с прослоями мергелей и глин. Известняки серые, светло-серые, трещиноватые, микрозернистые, в верхней части разреза известняки органогенно-обломочные. Мергели черного цвета сложены, в основном, глинистым материалом и микрозернистыми кальцитом. Глины черные, тонкослоистые, слабо слюдистые, с большим количеством обугливших растительных остатков. Толщина горизонта 45 - 50 м.

Каменноугольная система

Отложения каменноугольного возраста представлены средним и нижним отделами. Отложения верхнего отдела полностью размыты.

В состав нижнего отдела входят турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус в составе малевского, упинского и черепетского горизонтов сложен известняками светло-серыми органогенно-обломочными, слабо доломитизированными, перекристаллизованными, плотными с прослоями доломитов и аргиллитов. Толщина вскрытых отложений 29 - 74 м.

Визейский ярус представлен малиновским надгоризонтом, бобриковским, тульским, алексинским и веневским горизонтами.

Малиновский надгоризонт сложен глинами темно-серыми, тонкослоистыми, песчаными. Толщина 1 - 4м.

Отложения бобриковского горизонта залегают несогласно на Малиновских и представлены чередованием песчаников, аргиллитов и глин. Глины серые, темносерые до черных, тонкослоистые, плотные, местами с тонкими прослоями угля.

Аргиллиты серые, темно-серые, слюдистые, плотные. Песчаники серые, светлосерые, мелкослоистые, с обуглившимися растительными остатками с небольшими скоплениями пирита, рыхлые с плотными разностями. Толщина 17 - 26 м.

Тульский горизонт представлен глинами с прослоями песчаников и известняков. Глины темно-серые, черные, тонкослоистые, прослоями алевритистые. Песчаники светло-серые, кварцевые, глинистые, прослоями известковистые. Известняки темно-серые, крепкие, микрозернистые, пиритизированные. Толщина 27 - 34 м.

Алексинский горизонт сложен в основном, известняками светло-серыми крепкими с прослоями доломитов буровато-серых и черных.

В кровле горизонта залегают глины серые, темно-серые тонкослоистые, которые являются основным маркирующим горизонтом на площади. Толщина 19- 23 м.

Веневский горизонт сложен известняками светло-серыми и коричневато - светло-серыми, биоморфно-детритовыми, неравномерно доломитизированными, слабо перекристаллизированными, цементом служит неравномернозернистый кальцит. Встречаются прослои глинистого известняка и кремния. Толщина горизонта 115 - 122 м.

Серпуховский ярус

Отложения серпуховского яруса представлены тарусско-стешевским и

протвинским горизонтами.

Тарусско-стешевский горизонт сложен известняками и доломитами серыми, светло-серыми, детритусовыми, перекристаллизированными, прослоями сильно пиритизированными, с включениями вторичного кальцита. Толщина 36 - 52 м.

Протвинский горизонт состоит из известняков светло-серых и буровато - серых, крепких доломитизированных с прослоями черных глин. Толщина 16 - 41м.

В состав среднего отдела каменноугольной системы входят башкирский и московский ярусы.

Башкирский ярус подразделяется на нижне - и верхнебашкирские подъярусы.

Нижнебашкирские отложения представлены известняками серыми с кремовым оттенком, плотными с прослойками и примазками глин голубовато - зеленого цвета, местами кавернозными. В кровле подъяруса известняк серый, светло-серый до белого, оолитовый, рыхлый с примесью глинистого и песчанистого материала. Верхняя часть подъяруса в северо-западной части площади подвергалась размыву. Толщина нижнебашкирского подъяруса 8 - 18 м.

Верхнебашкирские отложения в составе мелекесского горизонта сложены глинами темно-серыми до черных, плотными алевритистыми с прослоями известняков серых крепких и глинистых песчаников. Толщина 76 - 84м.

Московский ярус представлен верейским, каширским и подольским горизонтами.

Мячковский горизонт и большая часть подольского подверглись размыву в доюрское время.

Верейский горизонт сложен, в основном, глинами с прослоями полимиктовых песчаников и редких маломощных прослоев известняка темно- серого, плотного. Глины серые, голубовато-серые, красновато и желтовато бурые, плотные слабослюдистые, с обуглившимися растительными остатками.

Песчаники серые, зеленовато серые, мелкозернистые, полимиктовые, слабосцементированные. В подошве маломощный прослой известняка серого, крепкого. Толщина горизонта 124 - 133 м.

Каширский горизонт представлен известняками светло-серыми, серыми, иногда с коричневатым оттенком, плотными, крепкими, известковистыми песчаниками и глинами серыми, темно и зеленовато-серыми, слоистыми, неравномерно известковистыми. Толщина 82 - 86 м.

Подольский горизонт - известняки светло-серые, серые, крепкие с линзами кремня и прослоями доломитов.

В верхней части горизонта выделяются две пачки глин толщиной до 25 - 30 м. Глины серые, вязкие, плотные. Толщина горизонта 167 - 209 м.

Юрская система

Средний отдел юрской системы представлен отложениями байосского яруса, которые ложатся со стратиграфическим несогласием на подольские отложения и сложен глинами голубовато-серыми, плотными, алевритистыми.

В нижней части яруса залегает песчаноалевритовая пачка. Толщина 24 - 78 м.

Неогеновая система

Отложения неогеновой системы залегают со стратиграфическим несогласием на байосских породах юрской системы и сложены песками серыми, разнозернистыми, кварцевыми, слюдистыми. Участками пески ожелезненные, переходящие в песчаники желто-бурые, грубозернистые, слабосцементированные. Среди песков встречаются тонкие прослойки серой глины.

Четвертичная система

Четвертичные породы представлены суглинками желтовато-бурыми, плотными, известковистыми, песками светло и желтовато-серыми, кварцевыми, разнозернистыми.

Суммарная толщина отложений неогеновой и четвертичной систем составляет 17 - 30 м.

В тектоническом отношении Фетисовская площадь по верхнему структурному этажу приурочена к Арчедино-Донскому сложному валу и расположена в пределах Абрамовской антиклинали, в пределах которой выделяются три структуры - Абрамовская, Ягодная и Фетисовская. Абрамовская структура относится к северной части площади, а Ягодная и Фетисовская структуры расположены последовательно южнее ее.

В южной части Фетисовской площади расположено Фетисовское поднятие, промышленная газоносность которого установлена в отложениях нижнебашкирского подъяруса и верейского горизонта.

Продуктивность нижнебашкирского подъяруса Фетисовского месторождения связана с карбонатными породами, верейского горизонта - с терригенными отложениями.

Пласты-коллекторы нижнебашкирского подъяруса сложены известняками серыми, светло-серыми, оолитовыми, рыхлыми с примесью глинистого и песчанистого материала. Залежь пластовая сводовая, размеры в пределах контура газоносности 2,90х1,16 км, этаж газоносности 5,8 м.

Опробование нижнебашкирского подъяруса проводилось в скважинах № 5 и № 7.

В скважине № 5, расположенной на западном крыле нижнебашкирской складки при перфорации пласта в интервале 553,4 - 556,4 м (абс.отметка минус 440,8 - 443,8 м) получен приток газа дебитом 82 тыс.м^3/сут на 13 мм штуцере; абсолютно свободный дебит 131 тыс.м^3/сут.

Скважина № 7 находится на восточном крыле складки; при перфорации в эксплуатационной колонне интервала 556,0 - 557,5 м (абс.отметка минус 451,1 - 452,6 м) получена пластовая вода и слабый приток газа.

В скважине № 5 газонасыщенный пласт отмечается по ГИС на глубине 558,9 м (абс.отметка минус 446,3 м).

1.3 Тектоническое строение

Для Волгоградского Правобережья, характерно наличие двух структурных залежей: нижнего включающего отложения терригенного девона и верхнего в объеме всей вышележащей осадочной толщи. По существующей схеме тектоники Фетисовская площадь по верхнему структурному этажу относится к Арчедино - Донскому сложному валу, а по нижнему к Арчедино –Донской системе уступов. Проведенными работами детально изучено строение верхнего структурного этажа. Фетисовское поднятие относится к Абрамовской антиклинали. Обзорно – тектоническая схема волгоградского Поволжья (нижний структурный этаж) представлена в приложении А.

Для освещения особенностей строения изучаемого района построены структурные карты: по кровле глинистой пачки подольского горизонта, по кровле известняков нижнебашкирского подъяруса (графические приложения Б,В)

Наиболее приподнятой частью Абрамовской сложной антиклинали являетя собственно Абрамовское поднятие, откуда все горизонты карбона и верхнего девона регионально погружаются во все направления. На рассматриваемой территории отмечается сокращение толщин отложений нижнего карбона и девона с востока на запад и с севера на юг. В связи с этим, структуры, закартированные по подольскому маркирующему горизонту, по нижнему карбону и вернему девону в той или иной степени смещены на юго - запад. Кроме того, вследствии активизации колебательных тектонических движений в нижневирейское и верейско – нижнебашкирское время, имеют место на локальных участках перестройки структурных планов в отложениях этого возраста относительно вмещающих.

На Абрамовской сложной антиклинали выделяются две крупные структуры формы: Безымянная (западная) погруженная часть антиклинали и Абрамовская (восточная) приподнятая часть ее.

Приподнятая часть антиклинали по подольскому горизонту отделяется от опущенной части региональной флексурой амплитудой 40м.

В пределах первой части антиклинали поисковое бурение проводилось на Безымянной структуре, а по приподнятой части – на Абрамовской, Ягодной и Фетисовской структурах. Последние три структуры расположены вдоль верхнего крыла указанной флексуры.

Абрамовская стуктура относится к северной части площади, а Ягодная и Фетисовская структуры расположены последовательно южнее ее. Ниже приводится характеристика строения каждого поднятия.

Безымянная структура представляет собой антиклинальную складку северо – восточного простирания. Размеры поднятия по подольскому горизонту по изогипсе минус 80м равны 3,1км х 1,1км, амплитуда 5м.

По нижнебашкирскому подъярусу относительно подольского размеры структур уменьшаются.

Абрамовская структура представляет собой антиклинальную складку северо – восточного простирания. По подольскому горизонту оконтурена изогипсой -10 м и имеет амплитуду 8м. По нижнебашкирскому подъярусу структура разделяется на два поднятия оконтуренные изогипсой минус 430м и с амплитудой 4м. По бобриковскому горизонту структура имеет аналогичное строение, а по елецкому – южное поднятие раскрывается в южном направлении. Открытое в 1951г. абрамовское газовое месторождение списано и в настоящее время на балансе не значится.

Ягодное поднятие является наиболее изученным на Фетисовской площади и представляет собой антиклинальную складку северо – восточного простирания. Размеры поднятия по подольскому горизонту по изогипсе минус 15м составляют 3,3км х 1,1км, амплитуда поднятия менее 5м. По нижнебашкирскому горизонту относительно подольского наблюдается незначительное смещение свода на юго – запад и увеличении площади структуры.

На уровне бобриковского горизонта поднятие испытывает сравнительно небольшие изменения относительно подольского и нижнебашкирского горизонтов, а по елецкому горизонту свод поднятия смещается на юго – запад на 1,4км, размеры стуктуры достигают 3,1км х 1,3км, по кровле пестанников по изогипсе минус 960м, амплитуда увеличивается до 10м.

Фетисовское поднятие расположено в южной части Фетисовской площади и представляет собой куполовидное поднятие, размером по подольскому горизонту 3,5км х 1,6км по оконтуривающей изогипсе минус 35м и с амплитудой около 22м; по нижнебашкирским отложениям амплитуда поднятия уменьшаются до 10м.

На Фетисовском поднятии пробурено 9 структурных скважин и три глубоких (5 – Гуляевская; 7,8 – Фетисовские). В пределах лицензированного участка находятся две (скважины №5, и №7).

Структурная карта кровли глинистой пачки подольского горизонта Фетисовского месторождения представлена в приложении Б.

1.4 Условия залегания продуктивных пластов

Продуктивность нижнебашкирского подъяруса связанна с карбонатными породами. Газосодержащими являются мучнистые, трещиноваты, органогенно – обломочные известняки. В скважине №5 толщина продуктивного пласта 4,6м, в скважине №7 из аналога продуктивного пласта получен приток пластовой воды и слабый приток газа.

Продуктивная часть пласта от вышележащих отложений мелекесского горизонта отделяется выдержанной пачкой глин толщиной 28 – 30м.

В верейском горизонте газоносность установлена в скважине №7 в результате перфорации интервала 459,4 – 462,4м (абс. отметка минус 354,5 – 357,5м). В скважине №5 пласт песчаника не испытывался. ГВК установлен по совокупности материалов ГИС и опробования на абс. отметке минус 359м.

Покрышкой для нижнего газонасыщенного пласта верейского горизонта служит 30 – 35м пачки глин с прослоями глинистых песчаников и известняков.

В скважинах №5 и №7 коллектор замещается непроницаемыми глинистыми разностями и в пределах лицензионного участка не прослеживается.

Структурные карты по кровле продуктивного пласта и карты толщин верейского горизонта и нижнебашкирского подъяруса представлены в приложении В,Г,Д и Е.

Структурная карта кровли глинистой пачки подольского горизонта Фетисовского месторождения представлена в приложении Б.

1.5 Нефтегазоносность нижнебашкирского и верейского горизонтов

На Абрамовской антиклинали ранее проведенными работами установлена промышленная газоносность в верейских, мелекесских, нижнебашкирских, бобриковских и елецких отложениях (Абрамовское, Клетско-Почтовское, Карасевское, Подпешинское месторождения).

На Фетисовской площади открыто два месторождения газа: Ягодное и Фетисовское.

На Ягодной структуре, расположенной севернее Фетисовского месторождения, получен промышленный приток газа из отложений нижнебашкирского подъяруса, а залежи газа, приуроченные к в верейскому и подольскому горизонтам, непромышленные.

В общем, для Абрамовской антиклинали установлено увеличение количества продуктивных горизонтов на структурах с севера на юг и зависимость их продуктивности от амплитуды поднятия – малоаплитудные структуры или лишены углеводородов, или содержат их в незначительных количествах, подстилаются подошвенной водой и эксплуатационными объектами не являются.

Перспективность песчаников бобриковского и елецкого горизонтов на Ягодной, Фетисовской и Абрамовской структурах не подтвердилась. В

скважинах № 5 и № 7 Фетисовских при опробовании разреза пластоиспытателем из бобриковского и елецкого горизонтов получены интенсивные притоки пластовой воды. Дебиты пластовой воды из песчаников бобриковского горизонта составляют 38 м^3/сут и 264 м^3/сут из елецкого (скважина № 7).

Промышленная газоносность на Фетисовском месторождении установлена в нижнебашкирских и верейских отложениях.

Продуктивность нижнебашкирских отложений связана с карбонатными породами.

Опробование отложений нижнебашкирского подъяруса проводилось в скважинах № 5 и № 7. Скважина № 5 расположена на западном крыле антиклинальной складки. Перфорация пласта производилась в интервале 553,4 - 556,4 м (абс.отметка минус 440,8 - 443,8 м); получен приток газа дебитом 82 тыс.м^3/сут на 13мм штуцере; абсолютно свободный дебит 131 тыс.м^3/сут. Исследование скважины проведено методом установившихся отборов на 3,5,7,9,11,13 штуцерах.

В скважина № 7, расположенной на восточном крыле складки, при перфорации интервала 556,0-557,5 м (абс. отметка минус - 451,1- 452,6 м) получена пластовая вода и слабый приток газа. Скважина законтурная.

В скважина № 5 газонасыщенный пласт отмечается по ГИС в интервале 554,3 - 558,9 м (абс.отметка минус 441,7 - 146,3 м).

Контакт газ - вода для газовой залежи нижнебашкирского подъяруса Абрамовского месторождения установлен по результатам испытания десяти скважин на абс. отметке минус 447,0 м.

Газовая залежь нижнебашкирского подъяруса пластовая сводовая, размеры в пределах контура газоносности 2,90х1,16км, площадь залежи в пределах категории запасов C_1 1258,6 тыс.м^2, по категории C_2 649,4 тыс.м^2. Этаж газоносности 5,8 м.

В верейском горизонте газоносность установлена в скважина № 7 в результате перфорации эксплуатационной колонны в интервале глубин 459,4 - 462,4 м (абс. отм. минус 354,5 - 357,5 м).

При испытании 01.11.88г. в колонне интервала 459,4 - 462,4м (перфорация зарядами ПКС - 80, 60 отверстия) в верейских отложениях при спущенных НКТ на глубину 450м получен промышленный приток газа, после замены глинистого раствора на воду и вытеснения этой воды из скважины компрессором. Исследование скважины проведено методом установившихся отборов на 7,9,11,13,15 мм штуцерах. На 15 мм штуцере дебит газа 72,0 тыс.м /сут .

Абсолютно свободный дебит газа 141 тыс.м^3 /сут.

После получения промышленного притока газа из верейских отложений (интервал 459,4 - 462,4 м), в скважине в интервале 360 – 410 м был установлен консервационный цементный мост, который испытан на прочность разгрузкой инструмента 2т и опрессован на герметичность давлением на 90 атм. Мост прочен и герметичен.

НКТ 60,3м спущены на глубину 309 м. Ствол скважины залит глинистым раствором уд. веса 1,16г/см^3.

На скважине установлена фонтанная арматура АФК-3-65-210.

В скважина № 5, верейский пласт песчаника по данным ГИС продуктивен до глубины 471,5 м (абс. отметка минус 358,9 м).

Контакт газ - вода для залежи газа верейского горизонта установлен на абс. отметке минус 359,0 м, по данным обработки ГИС скважины.

Газовая залежь верейского горизонта пластовая, сводовая, размеры залежи в пределах контура газоносности 3,25 х 1,75км. Площадь залежи в пределах категории запасов C_1 1653,6 тыс. м^2, по категории C_2 793,0 тыс. м^2. Этаж газоносности 8,5 м.

По ГИС газонасыщенный пласт толщиной 1м выделяется в интервале 360,7 - 361,7 м, который в скважинах № 5 и № 7 замещается непроницаемыми глинистыми разностями. Пласт промышленного значения не имеет.

По разрезам скважин верейского горизонта по данным интерпретации материалов ГИС выделяются отдельные прослои газонасыщенных песчаников толщиной до 1,0 м, которые вмещают газ непромышленного значения и как

эксплуатационные объекты интереса не представляют.

1.6 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Отбор керна в скважинах Фетисовского месторождения производился в скважина № 5 - Гуляевской и скважина № 7 - Фетисовской. Всего пройдено с отбором керна 60,2 м, поднято 37,3 м, что составляет 62% от проходки. Описание керна представлено в текстовых приложениях. Поднятый керн не исследовался и определений коллекторских свойств на Фетисовском месторождении не имеется.

Разрез верейского горизонта представлен в основном глинами с прослоями средне и мелкозернистых песчаников и алевролитов полимиктового состава слабосцементированных и редких маломощных прослоев плотных известняков. Для характеристики пластов - коллекторов верейского горизонта использовались результаты исследования керна Клетско - Почтовского месторождения, расположенного южнее от Фетисовского.

Коллекторы верейского горизонта представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с глинистым цементом. По данным попластовой обработки ГИС пористость изменяется в пределах 0,11 - 0,21, составляя в среднем 0,18, проницаемость песчаников по гидродинамическим данным (скважина № 7) $533*10^{-15}$ $м^2$.

Пласты-коллекторы нижнебашкирского подъяруса представлены известняками серыми, светло-серыми, оолитовыми, рыхлыми с примесью глинистого и песчанистого материала; проницаемость продуктивного пласта скважина №5 по гидродинамическим данным 0,190 $мкм^2$.

По керновым данным проницаемость коллекторов изменяется от $5,35 * 10^{-15}$ $м^2$ до $319,7 * 10^{-15}$ $м^2$, составляя в среднем $31,7 * 10^{-15}$ $м^2$ (из пяти достоверных определений). Пористость по газу для известняков с проницаемостью

больше 1 * 10^{-15} $м^2$ изменяется от 0,126 до 0,25, составляя в среднем 0,18. По промыслово-геофизическим данным пористость известняков (скважины № 5, № 7 изменяется в пределах 0,11 - 0,22.

Толщина проницаемых прослоев в верейском продуктивном пласте 0,8 - 4,8 м;

Суммарная газонасыщенная толщина равна 5,6 м (скважина № 5); 4,5 м (скважина № 7).

В нижнебашкирском суммарная газонасыщенная толщина 4,6 м (скважина № 5).

Вследствии глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые пласты при низких пластовых давлениях как в верейских, так и в нижнебашкирских отложениях, величины коэффициентов водонасыщенности, определенные по данным электрометрии, завышены, а следовательно, коэффициенты газонасыщенности существенно занижены и не могут обеспечить полученные при испытании притоки газа.

Покрышкой для нижнего газонасыщенного пласта верейского горизонта служит 30 - 35 метровая пачка глин с прослоями глинистых песчаников и известняков.

Продуктивная часть пласта нижпебашкирского подъяруса отделяется от вышезалегающих отложений мелекесского горизонта выдержанной пачкой глин толщиной 28 - 30 м.

1.7 Энергетическая характеристика залежей

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают газовый и упруговодогазонапорный режимы.

Скважины №5 и №7 работают на упруговодогазонапорном режиме - режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е.

происходит внедрение в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

От темпов продвижения контурной или подошвенной воды зависит темп падения пластового давления. Темп падения пластового давления непосредственно обуславливает падение дебитов газовых скважин, а следовательно, число скважин, необходимых для обеспечения запланированного отбора газа из месторождения. Темп падения пластового давления определяет продолжительность периодов бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации, постоянной и падающей добычи газа, эффективной работы промысловых установок искусственного холода, дожимной компрессорной станции.

Проявление водонапорного режима иногда благоприятно сказывается на этих показателях разработки месторождения и обустройства промысла. Однако в результате продвижения воды в газовую залежь чаще приходится сталкиваться с рядом негативных последствий. Вследствие изменчивости коллекторских свойств продуктивных отложений по площади газоносности, а также неравномерного распределения отборов газа по скважинам они преждевременно обводняются. Неоднородность продуктивных отложений по толщине и неравномерность их дренирования по разрезу приводит к продвижению воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослоям, пропласткам, что также вызывает преждевременное обводнение скважин. В результате ухудшаются технико-экономические показатели разработки месторождения. Приходится идти на дополнительные капиталовложения для добуривания новых скважин.

1.8 Физико – химические свойства скважинной продукции

Исследования состава газа верейского и нижнебашкирского горизонтов показали, что газ продуктивных пластов по характеристике идентичен. По составу газ метановый, процентное содержание его: по нижнебашкирскому подъярусу 97,15 %, по верейскому горизонту - 98,17 % . Тяжелые гомологи отсутствуют. В составе газа отмечается присутствие углекислого газа от 0,02 % до 0,04 %, азота 1,33 - 2,63 %; сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,5636 - 0,5737; абсолютная плотность газа 0,6788 - 0,6911 кг/м^3.

Данные анализа газа представлены в приложении Ж.

2 Технико – технологический раздел

2.1 Характеристика фонда скважин

По состоянию на 3 марта 2018 года эксплуатационный и действующий фонд скважин по Фетисовскому газовому месторождению составляет две скважины № 5 и № 7.

Основными продуктивными горизонтами на месторождении являются:

- нижнебашкирский;

- верейский.

Горизонты работают на упругогазоводонапорном режиме.

В скважины спущены 114 мм эксплуатационные колонны.

Интервал перфорации продуктивных горизонтов представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ скважины	Продуктивный горизонт	Глубина искусственного забоя скважины (м)	Интервал перфорации (м)	Толщина вскрытия пласта (м)
5	Нижнебашкирский	586,4	553,4 – 556,4	3
	Верейский		466,7 – 472,4 461,5 – 464,3	5,7 2,8
7	Верейский	459	426,0 – 429,0	3

Из таблицы 1 видно, что скважина № 5 работает по двум продуктивным горизонтам нижнебашкирскому и верейскому, толщина вскрытия платов меняется от 3 м до 5,7 м.

Характеристика скважин по дебиту и давлению представлена в таблице 2.

Таблица 2

№ скважины	Продуктивный горизонт	Дебит по газу (тыс.м^3/сут)	Забойное давление (МПа)	Устьевое давление (МПа)
5	Нижнебашкирский	3	4,4	1,7
7	Верейский	6,8	2,7	1,9

Из таблицы 2 видно, что дебит по газу составляет от 3 до 6,8 тыс.м^3/сут., забойное давление колеблется от 2,7 до 4,4 МПа, а устьевое давление составляет от 1,7 до 1,9 МПа.

Характеристика оборудования, используемое для работы скважин представлена в таблице 3.

Таблица 3

№ скважины	Продуктивный горизонт	Насосно-компрессорные трубы (мм)	Дополнительное оборудование	Штуцер (мм)
5	Нижнебашкирский	60		
	Верейский		Пакер ПРОЯМО-ЗЯГ2-92	
7	Верейский	60		

Из таблицы 3 видно, что в скважины спущены подъемный лифт из насосно-компрессорных труб 60 мм, средняя глубина спуска составляет 491,17 м. В связи с обводнением в скважине № 5 был произведен цементаж под давлением и установлен пакер ПРОЯМО-ЗЯГ2-92 на глубине 525,97 м.

Основными осложнениями в работе скважин являются постепенное их обводнение.

2.2 Устьевое оборудование газовых скважин, осложнения возникающие при эксплуатации скважин на Фетисовском месторождении

Разработка Фетисовского месторождения осуществляется имеющимися скважинами №5 и №7. На скважинах №5 и №7 установлены фонтанные арматуры АФК 3-65х210, устья оборудованы клиновыми головками. Эксплуатационные колонны диаметром 114,3 мм подвешены в фланцевых катушках колонных головок на клиньях и загерметизированы, нососно – компрессорные трубы НКТ – 60,3 мм подвешены в крестовине фонтанной арматуры на подвесном патрубке. Фактические схемы обвязки устья скважины №5 и №7 колонными головками идентичны.

Одновременно – раздельная эксплуатация скважины №5 осуществляется по однопакерной, двухпакерной схеме размещения скважинного оборудования.

Проведенные газогидродинамические исследования скважин показали, что в их продукции отсутствует сероводород, конденсат, вода и механические примеси.

Однако в связи с малым этажом газоносности, близостью к забоям контурных и подошвенных вод безводный период фонтанирования скважин не будет длительным. Поэтому основные осложнения при эксплуатации скважин связаны с ранним поступлением на забой пластовых вод и длительным переходом их работы при разной степени обводненности и снижающейся производительности по газу.

О начале обводнения скважин (появления воды в нижней части лифтовой колонны труб) можно судить по снижению давления на устье скважины (буферного давления), по изменению распределения давления и плоскости флюида в стволе на основе систематических поствольных замеров в работающей и оставленной скважине с использованием электронных манометров.

С целью уменьшения обводненности скважин рекомендуется использовать на Фетисовском месторождении созданную НИИнефтепромхим технологию закачки в пласт полимеров и силиката натрия, например, раствора реагента СНПХ – 9633 и гипана с жидким стеклом.

Технология основана на блокировании фильтрации воды в обводнившихся слоях и поровых каналах высоковязкими эмульсионными системами, образующимися при закачке в пласт указанной композиции химреагентов. Эмульсии, возникающие в пласте, устойчивы к размыванию водой в обводнившихся каналах и разрушаются при контакте с газом в менее проницаемых, менее дренируемых и более газонасыщенных разностях пород - коллекторов, что обеспечивает высокую селективность воздействия рассматриваемой технологии и сохранение проницаемости для газа в газонасыщенном коллекторе.

Несмотря на превентивные меры по ограничению водопритока в процессе эксплуатации скважин на забое может накапливаться вода, что приводит к снижению производительности скважины. Причиной скопления жидкости на забое скважины может являться недостаточная, для полного выноса, скорость газового потока.

Существующие способы удаления жидкости из скважины основаны на увеличении скорости газового потока и уменьшении проскальзывания газа относительно жидкости. Первое достигается увеличением перепада давления между забоем и устьем (продувки скважин), второе – использованием плунжерного лифта или вспенивающих агентов (пенных шашек). Последний способ заключается в доставке на забой пенообразователя, его растворения в объеме забойной жидкостной пробки и вспенивающей жидкости при барботаже газа, поступающего из пласта в скважину. Образующаяся пена потоком газа легко выносится на поверхность.

Методами предупреждения образования гидратов являются подогрев газа снижение давления, ввод ингибиторов.

Снижение давления для предотвращения гидратообразования необходимо производить по всему газопроводу.

Ввод ингибиторов в поток газа с целью предупреждения гидратообразования производится, когда невозможно или нецелесообразно применять способы

снижения давления и подогрев. В качестве ингибиторов применяются метиловый спирт (метанол), растворы этиленгликоля (ЭГ), диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ), растворы хлористого кальция, поваренной соли, аммиака и др. Ингибиторы, введенные в газовый поток, частично поглощают водяные пары и переводят их вместе со свободной водой в раствор, который либо не образует гидратов, либо образует их при температурах более низких, чем присутствие чистой воды.

Для ликвидации образовавшихся гидратных отложений можно применять более интенсивный наружный обогрев мест образования гидратов; разложения гидратов путем ввода больших порций антигидратного ингибитора; разрушение гидратной пробки путем резкого одностороннего снижения давления (продувка в атмосферу); разложение гидратов снижением давления с обеих сторон гидратной пробки с последующей продувкой; прекращение подачи газа на определенный период времени, достаточный для разложения, гидратов теплом окружающей среды с последующей продувкой. Метод снижения давления эффективен при ликвидации гидратных пробок, образовавшихся при положительных температурах. Для устранения пробок, образовавшихся в местах с отрицательной температурой грунта, этот метод не пригоден, поскольку при разложении гидратов вода образует ледяные пробки. Хорошие результаты дает сочетание снижения давления с ингибированием.

2.3 Требования, предъявляемые к организации сбора и транспорта газа на месторождении

Основные требования, предъявляемые к проектированию систем сбора нефти, газа и воды:

- точный замер газа и воды по каждой скважине для выбора необходимого оборудования контроля и регулирования процессов подготовки;

- обеспечение герметизированного процесса сбора нефти, газа и воды на всем протяжении от установок добычи до магистральных трубопроводов;
- обеспечение показателей качества нефти в соответствии с их стандартами;
- учет количества продукции нефтяных скважин;
- обеспечение высоких экономических показателей и минимум метеллозатрат;
- возможность ввода в эксплуатацию части скважин месторождения с полной утилизацией нефтяного газа до окончания строительства всего комплекса сооружений;
- надежность технологических установок и возможность полного контроля технологических процессов;
- возможность автоматизации и телемеханизации всей системы в целом.

2.4 Система сбора и транспорта газа на месторождении

В состав сборного пункта Фетисовского месторождения входит следующее технологическое оборудование, устройства и сооружения:

1) Газовые скважины - 2ед;
2) Газосепаратор ГС-1;
3) Газосепаратор ГС-2;
4) Замерной узел скважин – одна нитка со счётчиком СГ16МТ 100-40-С;
5) Коммерческий узел учёта газа – две нитки рабочая и резервная с измерительными комплексами СГ-ЭКВз-Т1-2,0-250/1,6;
6) Газопоршневая электростанция серии АГП 30 БКИ 1 степень автоматизации;
7) Ёмкость горизонтальная (разрядная) Е-1;
8) Газопровод от сборного пункта Фетисовского месторождения до врезки в газопровод «Клетская Почта-Абрамовка» 1762 м;

9) Газопроводы от скважины до УПГ:

- скважина №5-1021м;
- скважина №7-100 м.

10) Дренажная ёмкость ЕП 12,5 Е-2. Объём 12,5 $м^3$. Рабочее давление до 0,7 кгс/$см^2$.

Газ от добывающих скважин № 5 и № 7, по выкидным газопроводам (шлейфам) диаметром 89 мм поступает на узел входа и редуцирования газосборного пункта. Узел входа предусматривает возможность направить продукцию скважин после редуцирования в замерной или рабочий газосепараторы (ГСВ 64 х 1200), в которых происходит отделение газа от капельной влаги, мехпримесей. Очищенный газ, пройдя коммерческий узел учета газа, по газопроводу диаметром 114мм поступает в существующий газопровод цеха № 1 «Арчединский» ТПП «РИТЭК» «Волгограднефтегаз». «Клетская Почта-Абрамов» диаметром 273мм и по нему, согласно договору с ТПП «РИТЭК» по оказанию услуги, транспортируется к потребителям в г.Михайловка. Узел входа также предусматривает продувку скважин, в случае накопления воды на забое скважин и растравливание газопроводов при производстве ремонтных работ.

Для замера дебита по каждой скважине газ направляется в замерной сепаратор и замеряется на узле замера газа. Количество жидкости, поступающей с газом со скважин, замеряется в емкости Е-1, через которую осуществляется продувка скважин, газопроводов, сепараторов. Газ из емкости Е-1 направляется на свечу, а жидкость в дренажную емкость ЕП-12,5, откуда автоцистернами вывозится для утилизации и использования для системы ППД в цех № 1 «Арчединский» ТПП «РИТЭК» «Волгограднефтегаз».

Оборудование и трубопроводы, используемые в системе сбора и транспорта газа, соответствуют требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №

101, «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденные Приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25 марта 2014г. № 116, «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденные Приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 ноября 2013г. № 542.

Основные положения по сбору, подготовке, транспорту газа отражены в технологическом регламенте по эксплуатации ГСП Фетисовского газового месторождения, утвержденном Генеральным директором ООО «Промгаз» 3 июня 2013года.

2.5 Осложнения, возникающие в системе сбора и транспорта газа на месторождении

При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, происходит конденсация паров воды и накопление ее в скважинах и газопроводах. При определенных условиях компоненты природного газа (метан, этан, пропан, бутан) при взаимодействии с водой способны образовывать неустойчивые твердые кристаллические вещества, называемые гидратами**.**

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных и регулирующих приборов. Очень часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирование газа в которых сопровождается резким понижением температуры. Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Методы борьбы с гидратами могут быть как предупреждающими, так и разрушающими уже образовавшихся гидратов. Для разрушения образовавшихся гидратов в трубопроводе отключают участок газопровода, где образовались

гидраты и через продувочные свечи выпускают газ в атмосферу, при этом давление в газопроводе падает и гидрат разлагается. Недостатком этого метода является медленное разложение гидрата. Он не рекомендуется при отрицательных, так как образовавшаяся вода при отрицательных температурах превращается в ледяную пробку, которую можно удалить только нагревом.

Подогрев газа предотвращает образование гидратов, но эффективен только в пределах промысла, так как газ при движении по трубопроводам быстро охлаждается. Для сохранения теплоты в некоторых случаях теплоизолируют газопроводы.

При введении в газопроводы ПАВ предотвращают прилипание (адгезию) кристаллов гидратов к стенкам труб из-за образования на кристаллах пленки, при этом кристаллы транспортируются с потоком газа.

Для предотвращения гидратообразования применяется осушка газа перед подачей его в газопровод при помощи одного из существующих методов.

Самым эффективным методом для предупреждения и ликвидации образовавшихся гидратов является подача в газопроводы различных ингибиторов гидратообразования.

В качестве ингибиторов применяют спирты, электролиты и их смеси - метиловый спирт (метанол), гликоли (этиленгликоль ЭГ, диэтиленгликоль ДЭГ, триэтиленгликоль ТЭГ, хлористый кальций $CaCl_2$).

На месторождениях для борьбы с гидратами наиболее широко применяют метанол - CH_3OH - являющийся понизителем точки замерзания паров воды. Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше. Метанол - дешев и недефицитен. Он растворим в спиртах, с водой смешивается в любых соотношениях, в смеси с воздухом образует взрывоопасную смесь. Температура замерзания метанола - минус 97,1°С, плотность 791

–793 кг/м^3. Метанол и его пары весьма токсичны, поэтому при работе с метанолом следует особое внимание уделять правилам безопасной работы.

Метанол - сильный яд, действующий на нервную и сосудистую системы, способен накапливаться в организме. При отравлении метанолом поражаются зрительный нерв и сетчатка глаз. 5-10 грамм вызывают отравление при попадании внутрь 30 г - смертельны. При вдыхании паров метанола возможны обмороки, тошнота, опьянение, ослабление зрения. Попадание в организм может происходить и через кожу. Пары этиленгликоля токсичны, но малолетучи, поэтому острых отравлений не бывает, но возможны хронические заболевания органов дыхания.

Расход ингибитора гидратообразования зависит от количества влаги в газе и количества конечного влагосодержания, при котором гидраты не образуются, а также от концентрации вводимого и отработанного ингибитора.

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические вещества, напоминающие снег. Образуются при низких температурах и значительном давлении. Кристаллогидраты могут привести к закупорке газопровода, поэтому перед подачей газа в трубу его осушают. Сероводород образует кристаллогидраты при температуре 0 -15^{o}C и давлении 0,1 - 0,5 МПа, более высокое давление необходимо для образования кристаллогидратов CO_2, CH_4 и N_2. Природные газы в виде твердых гидратов встречаются в верхней зоне горных пород при наличии в них невысоких температур и достаточном давлении, глубже вследствие повышения температуры кристаллогидраты существовать уже не могут. Для образования кристаллогидратов требуется много воды.

2.6 Специальный вопрос

2.6.1 Расчет подъемного лифта газовой скважины № 7 Верейского горизонта Фетисовского месторождения

2.6.1.1 Рассчитать диаметр подъемника, если в продукции скважины имеются твердые частицы диаметром $d_m = 0{,}002$ *м*, а $\mu_г = 1{,}2 * 10^{-5}$ *Па*с*. Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Данные
1	Глубина скважины	$L_с$	м	1150
1	2	3	4	5
1	2	3	4	5
2	Диаметр эксплутационной колонны	$D_с$	мм	114
3	Плотность твердых частиц	ρ_m	кг/м^3	2400
4	Диаметр твердой частицы	d_m	м	0,002
5	Плотность газа при давлении и температуре у башмака труб	$\rho_г$	кг/м^3	0,69
6	Динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб	$\mu_г$	Па*с	$1{,}2 * 10^{-5}$
7	Дебит газа	$V_г$	тыс. м^3/сут	6,8
8	Давление на устье скважины	p_y	МПа	1,9
9	Забойное давление	$p_{заб}$	МПа	2,7
10	Температура на забое скважины	$T_{заб}$	К	299
11	Коэффициент сжимаемости газа на забое скважины	$z_{заб}$	-	0,8
12	Температура на устье скважины (в зимний период)	T_y	К	275
13	Давление при нормальный условиях	p_o	МПа	0,1
14	Температура при нормальный условиях	T_o	К	273
15	Статическая температура в скважине	$T_{ст}$	К	293
16	Ускорение свободного падения	g	м/с^2	9,81

Решение:

1) Рассчитаем параметр Архимеда по формуле:

$$Ar = d_m^3 \cdot \rho_г \cdot g \cdot (\rho_m - \rho_г) / \mu_г^2, \quad (1)$$

где d_m - диаметр твердой частицы, м; ρ_m - плотность твердых частиц, кг/м^3 (при расчетах принимают ρ_m=2400 кг/м^3).

$$Ar = (0{,}002)^3 * 0{,}69 * 9{,}81 * (2400 - 0{,}69) / (1{,}2 * 10^{-5})^2 = 902260.$$

Так как $Ar = 1018183 > 83000$, то режим течения турбулентный.

2) Рассчитаем критическую скорость при турбулентном режиме по формуле:

$$v_{крт} = 5{,}46 \sqrt{\frac{d_m * (\rho_m - \rho_г)}{\rho_г}}, \qquad (2)$$

где $\rho_г$-плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м^3

$$v_{крт} = 5{,}46 \sqrt{\frac{0{,}002 * (2400 - 0{,}69)}{0{,}69}} = 14{,}39 \ \ м/с.$$

3) Рассчитаем скорость газового потока у башмака труб $\square_г^{\square}$ по формуле:

$$\square_г^{\square} = 1{,}2 * \square_{крт}, \qquad (3)$$

где $\square_{крт}$ - критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке газа во взвешенном состоянии, м/с.

$$\square_г^{\square} = 1{,}2 * 14{,}39 = 17{,}26 \ \ м/с.$$

4) Рассчитаем внутренний диаметр подъемного лифта газовой скважины, по формуле:

$$d_{вн} = 0{,}1108 * \sqrt{\frac{V_г * g * p_0 * T_{заб} * z_{заб}}{v_г^{\square} * p_{заб} * T_{ст}}}, \qquad (4)$$

где $V_г$ – дебит газа, тыс.м^3/сут.

$$d_{вн} = 0{,}1108 * \sqrt{\frac{6{,}8 * 9{,}81 * 0{,}1 * 299 * 0{,}8}{17{,}26 * 27 * 293}} = 0{,}037 \ \ м.$$

Выбираем трубы с условным диаметром 48 мм; внутренний диаметр $d_{вн} = 0{,}0403 \ \ м$.

2.6.1.2 Для предыдущей задачи рассчитать диаметр подъемника, если в продукции содержится также жидкая фаза. Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.

Решение

1) Рассчитаем критическую скорость выноса жидких капель с забоя газовой скважины по формуле:

$$v_{крж} = 16{,}47 * (45 - 0{,}455 * p_{заб})^{0{,}25} / \sqrt{p_{заб}}\,, \qquad (5)$$

где $p_{заб}$ - забойное давление, атм.

$v_{крж} = 16{,}47 * (45 - 0{,}455 * 27)^{0{,}25} / \sqrt{27} = 7{,}5$ м/с.

2) Рассчитаем скорость газового потока у башмака труб $\square_г^{\square}$ по формуле:

$$\square_г^{\square} = 1{,}2 * \square_{крт}, \qquad (6)$$

где $\square_{крт}$ - критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке газа во взвешенном состоянии, м/с.

$\square_г^{\square} = 1{,}2 * 7{,}5 = 9 \ м/с.$

3) Рассчитаем внутренний диаметр подъемного лифта газовой скважины, по формуле:

$$d_{вн} = 0{,}1108 * \sqrt{\frac{V_г * g * p_0 * T_{заб} * z_{заб}}{v_г^{\square} * p_{заб} * T_{ст}}}, \qquad (7)$$

где $V_г$ – дебит газа, тыс.м^3/сут.

$$d_{вн} = 0{,}1108 * \sqrt{\frac{6{,}8 * 9{,}81 * 0{,}1 * 299 * 0{,}8}{9 * 27 * 293}} = 0{,}05 \ м.$$

Выбираем трубы с условным диаметром 60 мм; внутренний диаметр $d_{вн} = 0{,}0503 \ м.$

Учитывая, что внутренний диаметр подъемника $0{,}038 < 0{,}05$, оставляем трубы с условным диаметром 60 мм; внутренний диаметр $d_{вн} = 0{,}0503 \ м.$

2.6.1.3 Рассчитать внутренний диаметр подъемного лифта, исходя из заданных потерь давления в подъемнике. Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.

Решение

1) Найдем режим течения параметром Рейнольдса по формуле:

$$\Re = \square_{крт} \cdot d_т \cdot \rho_г / \mu_г\,, \qquad (8)$$

$$\Re = 14,39 * \ 0,002 * 0,69 / 1,2 * 10^{-5} = 1654,85$$

Так как $\mathrm{Re} = 1654,85 > 500$, то режим течения турбулентный.

2) Рассчитаем коэффициент гидравлических сопротивлений рассчитаем по следующей формуле:

$$= \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}, \quad (9)$$

$$= \frac{0,3164}{\sqrt[4]{1654,85}} = 0,049$$

Выбираем трубы с условным диаметром 60 мм; внутренний диаметр $d_{вн} = 0,0503 \ м$.

3) Рассчитаем показатель степени газовой среды по формуле:

$$s = \frac{0,03415 * L_c * \overline{\rho}_г}{z_{ср} * T_{ср}}, \quad (10)$$

$$s = \frac{0,03415 * 1150 * 0,69}{0,8 * 293} = 0,115$$

4) Рассчитаем среднее давление в скважине по формуле:

$$p_{ср} = (p_y + p_{заб}) / 2, \quad (11)$$

$$p_{ср} = (19 + 27) / 2 = 23 \text{ атм}$$

5) Найдем среднюю температуру в скважине по формуле:

$$T_{ср} = (T_{заб} - T_y) / \ln \frac{T_{заб}}{T_y}, \quad (12)$$

$$T_{ср} = (299 - 275) / \ln \frac{299}{275} = 286 \text{ K}$$

6) Рассчитаем диаметра подъемного лифта из условия минимальных (заданных) потерь давления в трубах по формуле:

$$d_{вн} = \sqrt[5]{\frac{1,325 * 10^{-12} ** z_{ср}^2 * T_{ср}^2 * V_г^2 * (e^{2s} - 1)}{p_{заб}^2 - p_y^2 * e^{2s}}}, \quad (13)$$

где - коэффициент гидравлических сопротивлений; $z_{ср}$ - средний коэффициент сжимаемости газа (при $p_{ср} и \ T_{ср}$); $T_{ср}$- средняя температура в скважине, К; $V_г$ - дебит газа, тыс. м^3/сут; p_y – давление на устье скважины, Па; s – показатель степени:

$$d_{вн}=\sqrt[5]{\frac{1{,}325*10^{-12}*0{,}049*0{,}8^2_{\square}*286*\left(6{,}8*10^{3)2}*\left(e^{2*0.115}-1\right)\right.}{27^2-19^2*e^{2*0{,}115}}}=0{,}05 \text{ м.}$$

2.6.2 Выбор режима работы газовой скважины скважины № 7 Верейского горизонта Фетисовского месторождения

2.6.2.1 Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки для следующих условий: $d_{вн}=0{,}0503\ м$; $p_{заб}=2{,}7\ МПа$; $T_{заб}=299\ K$; $z_{заб}=0{,}8$. Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.

Решение

1) Рассчитаем минимальную скорость газа, при которой не происходит осаждения водяных капель, по формуле:

$$v_{г\ в\ min}=\frac{1{,}23*\left(45-0{,}45*p_{заб}\right)^{0{,}25}}{\sqrt{0{,}45*p_{заб}}}, \qquad (14)$$

где $p_{заб}$ - забойное давление, атм.

$$v_{г\ в\ \ min}=\frac{1{,}23*\left(45-0{,}45*27\right)^{0{,}25}}{\sqrt{0{,}45*27}}=0{,}84\ \ м/с.$$

2) Рассчитаем минимальный дебит газовой скважины (в м^3/с), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывают по формуле (при глубине спуска подъемника до забоя):

$$V_{г\ min}=\ \frac{v_{г\ min}*T_{ст}*p_{заб}*\pi*d^2_{вн}}{4*p_0*z_{заб}*T_{заб}}, \qquad (15)$$

$$V_{г\ min}=\ \frac{0{,}84*293*27*3{,}14*\left(0{,}0503\right)^2}{4*0{,}1*0{,}8*299}=0{,}5517\ \ м^3/с$$

или

$$V_{г\ min}=0{,}5517*86400=4{,}766*10^4\ м^3/сут.$$

Таким образом, минимальный дебит данной газовой скважины, при котором не будет образования водяной пробки на забое, равен 47666 м^3/сут.

2.6.2.2 Определите при каком минимальном дебите газовой скважины не будет происходить осаждение конденсата на забое скважины? Сохраняются условия предыдущей задачи. Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.

Решение

Рассчитаем минимальную скорость газа, при которой весь конденсат выносится на поверхность, вычисляется по формуле:

$$v_{г\ в\ min} = \frac{1{,}71 * (67 - 0{,}45 * p_{заб})^{0{,}25}}{\sqrt{0{,}45 * p_{заб}}},$$

(16)

где $p_{заб}$- забойное давление, атм.

$$v_{г\ к\ min} = \frac{1{,}71 * (67 - 0{,}45 * 27)^{0{,}25}}{\sqrt{0{,}45 * 27}} = 1{,}33 \ \ м/с.$$

Рассчитаем минимальный дебит газа по формуле:

$$V_{г\ min} = \frac{v_{г\ min} * T_{ст} * p_{заб} * \pi * d_{вн}^2}{4 * p_0 * z_{заб} * T_{заб}},$$

(17)

$$V_{г\ min} = \frac{1{,}33 * 293 * 27 * 3{,}14 * (0{,}0503)^2}{4 * 0{,}1 * 0{,}8 * 299} = 0{,}8736 \ \ м^3/с$$

или

$$V_{г\ min} = 0{,}8736 * 86400 = 75479 \ м^3/сут.$$

2.7 Контроль параметров сбора скважинной продукции (автоматизация на сборном пункте «Фетисовский»)

1) Система управления технологическими процессами сборного пункта предназначена для оперативного централизованного контроля и управления технологическими объектами из операторной и по месту.

2) Структура АСУТП является двухуровневой. Первый уровень – исполнительные механизмы и датчики, верхний уровень – щитовая автоматика.

3) Система управления первого уровня реализует следующие функции:

- сбор информации и передачу данных;

- исполнение команд.

4) Верхний уровень выполняет следующие функции:

- обработка сигналов, поступающих с первичных преобразователей;

- представление параметров в физических единицах;

- контроль значений параметров

- сигнализация заданных параметров;

- диагностика и предотвращение аварийных ситуаций;

- формирование управляющих воздействий.

5) Операторная предусмотрена отдельно стоящая, блочная, совмещённая с электрощитовой.

6) Объём автоматизации.

7) Системы контроля технологических процессов, автоматического и дистанционного управления (системы управления), системы противоаварийной автоматической защиты (системы ПАЗ), а также системы связи и оповещения об аварийных ситуациях (Системы С и О) отвечают требованиям действующих правил, нормативно-технической документации и обеспечивают заданную точность поддержания технологических параметров, надёжность и безопасность проведения технологических процессов.

8) Системы контроля технологических процессов предусматривают местный и дистанционный контроль температуры, давления, уровня, расхода и регулирование в технологических трубопроводах.

9) Системы противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) обеспечивают надёжное и быстрое извещение оператора (визуальной и звуковой сигнализацией) о недопустимых отклонениях технологических параметров и отключение технологического оборудования, если эти отклонения могут привести к выходу оборудования из строя, гибели людей или нанести значительный ущерб окружающей среде.

10) Приборы и средства автоматизации.

10.1) Контроль и управление технологическими процессами выполнены на базе датчиков, приборов серийно выпускаемых отечественной промышленностью.

10.2) Для дистанционного контроля и сигнализации:

а) давления применяются:

- манометры, показывающие сигнализирующие ДМ2005Сг;

б) учёта объёма потока газа применятся:

- счётчик газа ротационные RVG;

- счётчик газа СГ;

- счётчик газа СГ-ЭК;

в) уровня применяются:

- сигнализатор ПМП-152;

- боковой сигнализатор ПМП-053;

10.3) Регулирование давления газа на собственные нужды осуществляется редуктором давления прямого действия «после себя», изменение режима работы скважин - штуцерами с ручным приводом (Сенкевича).

10.4) Приборы контроля, средства автоматизации выбраны в соответствии с классом и категорией помещений по пожаро-взрывобезопасности.

2.8 Заключение по выполненным работам

Фетисовское газовое месторождение находится в эксплуатации с 23 апреля 2007 года под руководством компании ООО «Промгаз», на их балансе имеется также две скважины (№ 5 Гуляевская и № 7 Фетисовская), которые являются малодебитными.

Основными осложнениями в работе скважин является постепенное обводнение и в следствии с этим происходит коррозионное воздействие на подземное оборудование.

На сборном пункте фетисовское газовое месторождение производится очистка природного газа от воды и механических примесей, далее уже готовая продукции транспортируется по газовому коллектору в газопровод «Клетская Почта-Абрамовка»

Таким образом, исследовав характеристики и состояния скважин фетисовского месторождения могу порекомендовать следующие методы борьбы с осложнениями в системе сбора и транспортировки газа:

1) Предлагаю установить на газосборном пункте в зимний период времени ленточные обогреватели для газопроводов, тем самым производить подогрев труб и газа, то есть не давая продукции быстро охлаждаться.

2) Также эффективным методом для предупреждения и ликвидации образовавшихся гидратов является подача в газопроводы различных ингибиторов гидратообразования. В качестве ингибиторов можно применить спирты, электролиты и их смеси – метиловый спирт (метанол), гликоли (этиленгликоль ЭГ, диэтиленгликоль ДЭГ, триэтиленгликоль ТЭГ, хлористый кальций $CaCl_2$).

3) Целесообразно будет в дальнейшем, по мере падения пластового давления ввести дожимную компрессорную станцию тем самым поддержать оптимальное давление в газопроводе «Клетская Почта-Абрамовка», куда осуществляется подача добывающего газа.

Итак, цель данного дипломного проекта можно считать достигнутой были изучены основные осложнения в системе сбора и транспортировки газа, а также методы борьбы с ними на фетисовском газовом месторождении. По мимо этого были произведены расчеты, в результате которых определил подъемный лифт скважины №7 верейского горизонта фетисовского месторождения и на каком режиме она работает.

3 Организационно – экономический раздел

3.1 Характеристика мероприятия

В августе 2016 г. связи стремительно нарастающей обводненостью скважины №7 было решено произвести КРС (водоизоляция, дострел интервалов по результатам геофизических работ) по восстановлению работоспособности скважины. По результатам геофизических работ стало известно, что выявлен новый вышележащий газонасыщеный интервал Верейского горизонта. В итоге было решено произвести КРС на установку цементного моста в проектном интервале пласта 452 – 434м, а затем после изоляции проектного итервала, геофизики произведут прострелочные работы на новом вышележащем интервале Верейского горизонта.

3.2 Расчет прироста газа

Исходные данные:

1) Калькуляция себестоимости 1 тыс. $м^3$ газа

С=3395 руб.

2) Среднесуточный дебит скважины до организационно – экономического мероприятия по повышению дебита скважин:

g_1= 3,000 тыс. $м^3$

3) Среднесуточный дебит скважины после организационно – экономического мероприятия по повышению дебита скважин:

g_2= 21,000 тыс. $м^3$

Цена реализации продукции = 3850 тыс. $м^3$/руб.

Таблица 5 - Калькуляция себестоимости добычи 1 тыс. $м^3$ газа

№ п/п	Наименование статей калькуляции	Стоимость на 1ты-с.$м^3$/руб	Процент к итогу
1	Основная заработная плата производственных рабочих	210,49	6,2
2	Дополнительная заработная плата	81,48	2,4
3	Отчисления ни социальное страхование	40,74	1,2
4	Амортизация скважины	122,22	3,6
5	Расходы по сбору и транспортировки газа	135,8	4,0
6	Расходы по технологической подготовки газа	54,32	1,6
7	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	787,64	23,2
8	Цеховые расходы	156,17	4,6
9	Плата за недра, землю, экологию	420,98	12,4
10	Прочие расходы	774,06	22,8
11	Внепроизводственные расходы	122,22	3,6
12	Управленческие расходы	488,88	14,4
13	Итого	3395	100

3.2.1 Объем добычи газа по скважине

Объем добычи газа по скважине за 1 год определяют по формуле:

$$Q=g*T_k*K_э*K_u, \quad (18)$$

где g – среднесуточный дебит скважины (тыс. $м^3$ /сут);

T_k – календарный фонд времени соответствующего месяца;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважины (0,95);

K_u – коэффициент изменения дебита скважины (0,98).

Коэффициент изменения дебита скважины в каждом последующем месяце снижается на 0,005.

Определяем объем добычи нефти в каждом месяце.

$Q_{1(1)}$=3,000*31*0,95*0,98=86,583тыс.$м^3$

$Q_{1(2)}$=3,000*28*0,95*0,975=77,805тыс.$м^3$

$Q_{1(3)}$=3,000*31*0,95*0,97=85,700тыс.$м^3$

$Q_{1(4)}$=3,000*30*0,95*0,965=82,508тыс.$м^3$

$Q_{1(5)}$=3,000*31*0,95*0,96=84,816тыс.$м^3$

$Q_{1(6)}$=3,000*30*0,95*0,955=81,653тыс.$м^3$

$Q_{1(7)}$=3,000*31*0,95*0,95=83,933тыс.$м^3$

$Q_{1(8)}$=3,000*31*0,95*0,945=83,491тыс.$м^3$

$Q_{1(9)}$=3,000*30*0,95*0,94=80,370тыс.$м^3$

$Q_{1(10)}$=3,000*31*0,95*0,935=82,607тыс.$м^3$

$Q_{1(11)}$=3,000*30*0,95*0,93=79,515тыс.$м^3$

$Q_{1(12)}$=3,000*31*0,95*0,925=81,724тыс.$м^3$

3.2.2 Рассчитываем добычу газа за год до проведения мероприятия

$$Q_I = (Q_1+Q_2+Q_3+\ldots+Q_n) * n, \quad (19)$$

где n - число скважин.

Q_I =(86,583+77,805+85,700+82,508+84,816+81,653+83,933+83,491+80,370+82,607+79,515+81,724)*1= 990,705 тыс.$м^3$

3.2.3 Определяем объем добычи газа в каждом месяце после проведения мероприятия

$$Q_2=g_2*T_k*K_э*K_u, \quad (20)$$

$Q_{2(1)}$=21,000*31*0,95*0,98=606,081тыс.м^3

$Q_{2(2)}$=21,000*28*0,95*0,975=544,635тыс.м^3

$Q_{2(3)}$=21,000*31*0,95*0,97=599,897тыс.м^3

$Q_{2(4)}$=21,000*30*0,95*0,965=577,553тыс.м^3

$Q_{2(5)}$=21,000*31*0,95*0,96=593,712тыс.м^3

$Q_{2(6)}$=21,000*30*0,95*0,955=571,568тыс.м^3

$Q_{2(7)}$=21,000*31*0,95*0,95=587,528тыс.м^3

$Q_{2(8)}$=21,000*31*0,95*0,945=584,435тыс.м^3

$Q_{2(9)}$=21,000*30*0,95*0,94=562,590тыс.м^3

$Q_{2(10)}$=21,000*31*0,95*0,935=578,251тыс.м^3

$Q_{2(11)}$=21,000*30*0,95*0,93=556,605тыс.м^3

$Q_{2(12)}$ =21,000*31*0,95*0,925=572,066 тыс.м^3

3.2.4 Рассчитаем добычу газа в результате проведенного мероприятия за год

$$Q_{II} = (Q_1+Q_2+Q_3+\ldots+Q_{12}) * n, \quad (21)$$

где n - число скважин.

Q_{II} =(606,081+544,635+599,897+577,553+593,712+571,568+587,528+584,435 +562,590+578,251+556,605+572,066)*1= 6934,921 тыс.м^3

3.2.5 Определяем прирост добычи газа

$$\triangle \quad Q = Q_{II} - Q_I, \quad (22)$$

$\triangle$Q = 6934,921 - 990,705 = 5944,216 тыс.м^3

3.3 Расчет условно постоянных и условно переменных затрат

Расчет условно-постоянных затрат

3.3.1 Определяем основную заработную плату основных работников, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.1} = C^1_1 * Q_I, \quad (23)$$

где C^1_1 – сумма основной заработной платы рабочих на 1 тыс. м^3 газа до проведения мероприятия

$C_{1.1}$ = 210,49 * 990,705 = 208533,50 руб.

3.3.2 Определяем отчисления на социальные нужды

$$C_{1.3} = C^1_3 * Q_I, \quad (24)$$

где C^1_3 - сумма отчислений на социальные нужды на 1 тыс. м^3 газа до проведения мероприятия.

$C_{1.3}$ = 40,74 * 990,705 = 40361,32 руб.

3.3.3 Определяем дополнительную заработную плату, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.2} = C^1_2 * Q_I, \quad (25)$$

где C^1_2 - сумма дополнительной заработной платы на 1 тыс. м^3 газа до проведения мероприятия

$C_{1.2}$ = 81,48 * 990,705 = 80722,64 руб.

3.3.4 Определяем расходы на амортизацию скважин, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.4} = C^1_4 * Q_I, \quad (26)$$

где C^1_4 - сумма отчислений на амортизацию скважин до проведения мероприятия

$C_{1.4}$ = 122,22 * 990,705 =121083,97 руб.

3.3.5 Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.7} = C^1_7 * Q_I, \quad (27)$$

где C^1_7 - расходы на содержание и эксплуатацию оборудования до проведения мероприятия

$C_{1.7}$ = 787,64 * 990,705 =780318,89 руб.

3.3.6 Определяем сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.8} = C^1_8 * Q_I, \quad (28)$$

где C^1_8 - цеховые расходы на 1 тыс. м^3 газа до проведения мероприятия

$C_{1.8}$ = 156,17 * 990,705 = 154718,40 руб.

3.3.7 Определяем сумму управленческих расходов, исходя из калькуляции расходов

$$C_{1.12} = C^1_{12} * Q_I, \quad (29)$$

где C^1_{12} - управленческие расходы на 1 тыс. м^3 газа до проведения мероприятия

$C_{1.12}$ = 488,88* 990,705 =484335,86 руб.

Сумма условно-постоянных расходов остается неизменной при изменении объема добычи нефти.

$C_{1.1} = C_{2.1} = C^1_1 * Q_I$ = 208533,50 руб.

$C_{1.2} = C_{2.2} = C^1_2 * Q_I$ = 80722,64 руб.

$C_{1.3} = C_{2.3} = C^1_3 * Q_I$ = 40361,32 руб.

$C_{1.4} = C_{2.4} = C^1_4 * Q_I$ = 121083,97 руб.

$C_{1.7} = C_{2.7} = C^1_7 * Q_I$ = 780318,89 руб.

$C_{1.8} = C_{2.8} = C^1_8 * Q_I$ = 154718,40 руб.

$C_{1.12} = C_{2.12} = C^1_{12} * Q_I$ = 484335,86 руб.

Определяем условно-постоянные затраты на 1 тыс. м^3 газа после проведения мероприятия.

$C^{II}_1 = C_{2.1}/Q_{II}$ = 208533,50 / 6934,921 = 30,07 руб.

$C^{II}_2 = C_{2.2}/Q_{II}$ = 80722,64 / 6934,921 = 11,64 руб.

$C^{II}_3 = C_{2.3}/Q_{II}$ =40361,32 / 6934,921 = 5,82 руб.

$C^{II}_4 = C_{2.4}/Q_{II}$ = 121083,97 /6934,921 = 17,46 руб.

$C^{II}_7 = C_{2.7}/Q_{II}$ =780318,89 /6934,921 = 112,52 руб.

$C^{II}_8 = C_{2.8}/Q_{II}$ =154718,40 /6934,921 = 22,31 руб.

$C^{II}_{12} = C_{2.12}/Q_{II}$ = 484335,86 /6934,921 = 69,84 руб.

Расчет условно-переменных затрат

По условно-переменным затратам расходы на 1 тыс. $м^3$ газа до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат.

3.3.8 Расходы по сбору и транспортировки газа

До проведения мероприятия

$$C_{5.1} = C^{I}_{5} * Q_{I}, \quad (30)$$

где C^{I}_{5} - сумма расходов по сбору и транспортировки газа.

$C_{5.1}$ = 135,8 * 990,705 = 134537,74 руб.

После проведения мероприятия

$$C_{5.2} = C^{II}_{5} * Q_{II}, \quad (31)$$

где C^{II}_{5} - сумма расходов по сбору и транспортировки газа

$C_{5.2}$ = 135,8 * 6934,921 = 941762,27 руб.

3.3.9 Расходы по технологической подготовке газа

До проведения мероприятия

$$C_{6.1} = C^{I}_{6} * Q_{I}, \quad (32)$$

где C^{I}_{6} - расходы по технологической подготовке газа

$C_{6.1}$ = 54,32 * 990,705 =53815,10 руб.

После проведения мероприятия

$$C_{6.2} = C^{II}_{6} * Q_{II}, \quad (33)$$

где C^{II}_{6} - расходы по технологической подготовке газа

$C_{6.2}$ = 54,32 * 6934,921 = 376704,91 руб.

3.3.10 Расходы на оплату за недра, землю и экологию

До проведения мероприятия

$$C_{9.1} = C^{I}_{9} * Q_{I}, \quad (34)$$

где C^{I}_{9} - расходы на оплату за недра, землю и экологию

$C_{9.1}$ = 420,98* 990,705 =417066,99 руб.

После проведения мероприятия

$$C_{9.2} = C^{II}_{9} * Q_{II}, \quad (35)$$

где C^{II}_{9} - расходы на оплату за недра, землю и экологию

$C_{9.2}$ = 420,98* 6934,921 = 2919463,04 руб.

3.3.11 Прочие расходы

До проведения мероприятия

$$C_{10.1} = C^{I}_{10} * Q_{I}, \quad (36)$$

где C^{I}_{10} - сумма прочих расходов.

$C_{10.1}$ = 774,06 * 990,705 =766865,11 руб.

После проведение мероприятия

$$C_{10.2} = C^{II}_{10} * Q_{II}, \quad (37)$$

где C^{II}_{10} - сумма прочих расходов.

$C_{10.2}$ = 774,06 * 6934,921 = 5368044,95 руб.

3.3.12 Внепроизводственные расходы

До проведения мероприятия

$$C_{11.1} = C^{I}_{11} * Q_{I}, \quad (38)$$

где C^{I}_{11} - сумма внепроизводственных расходов

$C_{11.1}$ = 122,22* 990,705 =121083,97 руб.

После проведения мероприятия

$$C_{11.2} = C^{II}_{11} * Q_{II}, \quad (39)$$

где C^{II}_{13} - сумма внепроизводственных расходов

$C_{11.2}$ = 122,22 * 6934,921 =847586,04 руб.

Полученные в результате значения расчетов сводим в таблицу 6.

Таблица 6

Наименование статей затрат	Сумма затрат , руб				
	До проведения мероприятия		После проведения мероприятий		
	Всего, руб	На 1 тыс. $м^3$ газа	Всего, руб	На 1 тыс. $м^3$ газа	Сумма отклонений +;-
1	2	3	4	5	6
1 Основная заработная	208533,50	210,49	208533,50	30,07	-180,42

плата производственных рабочих					
2 Дополнительная заработная плата	80722,64	81,48	80722,64	11,64	-69,84
3 Отчисления на социальное страхование	40361,32	40,74	40361,32	5,82	-34,92
4 Амортизация скважины	121083,97	122,22	121083,97	17,46	-104,76
1	2	3	4	5	6
5 Расходы по сбору и транспортировки газа	134537,74	135,8	941762,27	135,8	0
6 Расходы по технологической подготовке газа	53815,10	54,32	376704,91	54,32	0
7 Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	780318,89	787,64	780318,89	112,52	-675,12
8 Цеховые расходы	154718,40	156,17	154718,40	22,31	-133,86
9 Плата за недра, землю, экологию	417066,99	420,98	2919463,04	420,98	0
10 Прочие расходы	766865,11	774,06	5368044,95	774,06	0
11Внепроизводственные расходы	121083,97	122,22	847586,04	122,22	0
12 Управленческие расходы	484335,86	488,88	484335,86	69,84	-419,04
ИТОГО	3363443,49	3395	12323635,79	1777,04	-1614, 40

3.4 Расчет годового экономического эффекта

Для определения годового эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тыс. $м^3$ газа до проведения мероприятия и после

проведения мероприятия с учетом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Производительность их разности на объем газа после проведения даст сумму годового экономического эффекта.

$$Эг = (C_1 – C^I_2) * Q_{II}, \quad (40)$$

где C_1 - себестоимость 1 тыс. $м^3$ газа до проведения мероприятия;

C^I_2 - себестоимость 1 тыс. $м^3$ газа после проведения мероприятия с учетом затрат на проведение мероприятия.

Эг = (3395-2014,97) *6934,921 = 9570399,03 руб.

$$C^I_2 = (C_2 + Зсм) / Q_{II}, \quad (41)$$

где C_2 - сумма годовой себестоимости газа после проведения мероприятия (руб);

Зсм - сумма затрат на проведение мероприятия по переходу на выше лежащий пласт общей стоимостью 1650000 руб.

C^I_2 = (12323635,79+1650000) / 6934,921 = 2014,97 руб.

Определяем удельную годовую экономию на 1 тыс. $м^3$ газа по формуле:

$$Эг^{уд} = Эг / Q_{II}, \quad (42)$$

$Эг^{уд}$ = 9570399,03 / 6934,921 = 1380,03 руб.

3.4.1 Расчет прироста прибыли. Сумма прироста прибыли за счет проведения мероприятия определяют по формуле:

$$\triangle П = П_2 – П_1, \quad (43)$$

где $П_1$ - расчетная прибыль до проведения мероприятия;

$П_2$ - расчетная прибыль после проведения мероприятия.

$\triangle$ П = 12725788,08 - 450770,78 =12275017,30 руб

$$П_1 = (Ц – C_1) * Q_I, \quad (44)$$

где Ц - цена реализации продукции = 3850 тыс. $м^3$/руб.

$П_1$ = (3850–3395) * 990,705 = 450770,78 руб.

$$П_2 = (Ц – C_2) * Q_{II}, \quad (45)$$

где Ц - цена реализации продукции = 3850 тыс. $м^3$/руб.

$П_2$ = (3850-2014,97) *6934,921 = 12725788,08 руб.

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящейся на 1 тыс. м^3 газа

$$\triangle П = \triangle П / Q_{II}, \quad (46)$$

$\triangle П$ =12275017,30 / 6934,921 = 1770,03 руб.

3.4.2 Технико-экономические показатели и их изменение в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 7.

Таблица 7

Наименование	Ед.изм.	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
Дебит скважины	тыс. м^3 /сут	3,000	21,000	18,000
Годовой объём добычи газа	тыс. м^3	990,705	6934,921	5944,216
Себестоимость 1 тыс. м^3 газа без единовременных затрат	руб.	3395	1777,04	-1617,96
Себестоимость 1 тыс. м^3 газа с учетом затрат	руб.	3395	2014,97	-1380,03
Условно-годовая экономия	руб.	-	1380,03	1380,03
Прибыль	руб.	450770,78	12725788,08	12275017,30

Расчет экономической эффективности показал, что мероприятие по переходу на выше лежащий режим экономически выгодно, так как увеличится суточный дебит скважины с 3,000 тыс.м^3/сут до 21,000 тыс.м^3/сут. Соответственно увеличится годовой объем добычи газа с 990,705 тыс.м^3 до 6934,921 тыс.м^3 , что снизило себестоимость 1 тыс. м^3 газа с учетом затрат на 1380,03 рублей и составило 2014,97 рублей. В результате предприятие получит дополнительную годовую

прибыль в размере 12275017,30 рублей.

4 Охрана труда и техника безопасности при сборе и транспорте скважинной продукции

4.1 Описание системы человек – машина – среда (для операторов добычи нефти и газа)

Элемент «Человек»

Оператор по добыче нефти и газа на скважинах производит работы смене штуцера, отбора устьевой температуры и проб жидкости, снятию показаний буферного и затрубного давлений, производят обход шлейфов скважин, их депарафинизацию, выявляют разрушения конструкций.

На АГЗУ ведутся работы замеров дебита скважин по жидкости и газу как в автоматическом, так и в ручном режиме, отбору проб, снятию давлений температур, замене оборудования. В аварийных условиях вскрытие штуцерной колодки, замена фонтанного оборудования, не нуждающегося в глушении скважин; устранение прорывов шлейфов скважин, тушение пожаров и ликвидация взрывов.

Мастер несет ответственность за все виды выполняемых работ, производит распределение работающих на объекты работ, проводит инструктаж персонала, ведет контроль за выполнением поставленных распоряжений. В аварийных условиях мастер руководит тушением пожаров и ликвидацией взрывов, устранением прорывов шлейфов и разрушения конструкций.

Предметы труда - водонефтяная эмульсия, попутный нефтяной газ.

Элемент «Машина»

Средства труда: фонтанная арматура, трубопроводы, замерные установки, эстакада скважины, ППУ, обмеднённый ручной инструмент, обмеднённая кувалда, распорные шпильки. Предмет труда: скважина, нефть, газ. Буферное давление на скважине не более 90 МПа, затрубное - не более 90 МПа, после штуцера в шлейфе скважины и в ПГЗУ не более 40 МПа. Устьевая температура до 40°С, температура во время пропарки шлейфа не более 120°С.

Содержание сероводорода в нефти минимальное либо его отсутствие, нефть парафинистая с большим газовым фактором, пластовая вода отсутствует. ПДК: сероводорода - 10 мг/м^3; углеводородов - 300 мг/м^3; сероводорода в смеси с углеводородами - 3 мг/м^3.

Замерно-переключающая установка, а также устья нефтяных эксплуатационных скважин на открытой площадке относятся к классу взрыво- и пожаробезопасности В - 1г.

Элемент «Среда»

Глубина залегания нефтяного пласта находится в пределах - 2800 м.; пластовое давление - 23,5 МПа; средняя пластовая температура - 76,5°С; средняя вязкость нефти в пластовых условиях - 1МПа*с; содержание сероводорода незначительное; газовый фактор - 247 м^3/м^3.

Температура окружающей среды колеблется от -35°С в зимний период, до +40°С - в летний период. Местность лесостепная. Метеоусловия влияют на устьевую температуру и в незначительной степени на дебит. В пределах месторождения местность представляет собой холмистую равнину.

Освещение в замерно-переключающемся блоке и щитовом помещении соответствует нормативному и составляют 25Лк; излучение - в норме; шум - минимальный; вибрация - отсутствует.

Замерно-переключающаяся установка имеет принудительную вентиляцию и регулятор давления, щитовое помещение имеет естественную вентиляцию и электрические нагреватели.

4.2 Факторы опасностей

Опасные факторы, возникновение которых возможно на СП.

При эксплуатации установки сепарации и замера газа возможно проявление следующих опасных факторов:

- загазованность на территории при разгерметизации оборудования или газопроводов;
- разлив пластовой воды при разгерметизации оборудования или газопроводов;
- повышение давления выше допустимого в технологической цепи; разрыв сосуда;
- возгорание газа при соответствующих для этого обстоятельствах;
- возгорание электрооборудования;
- обрыв проводов ВЛ;
- попадание человека под опасное для жизни напряжение.

4.3 Мероприятия по уменьшению риска производственных процессов

4.3.1 Основные мероприятия по обеспечению безопасности ведения технологического процесса

Основными мероприятиями по обеспечению безопасного ведения технологического процесса являются:

- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса;
- осуществление контроля за состоянием коммуникаций и оборудования с обязательной регистрацией в вахтенной документации необходимого проведения ремонтных работ с обязательным указанием их начала и окончания.

- поддержание в рабочем состоянии средств КИП и А, блокировок и предохранительной арматуры;

- регулярный осмотр, ревизия и освидетельствование оборудования и коммуникаций в соответствии с графиками ППР;

- соблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности при эксплуатации, остановке и пуска оборудования, а также при профилактических и ремонтных работах в соответствии с инструкцией и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 12.03.2013 г. №101.

4.3.2 Мероприятия по защите обслуживающего персонала

Основными мероприятиями по защите обслуживающего персонала от вредных факторов, воздействующих на здоровье, являются:

- инструктажи на рабочих местах и периодическая проверка знаний по технике безопасности и охране труда.

- контроль за состоянием воздушной среды (по графику, а при ведении огневых и газоопасных работ – перед их началом и после окончания);

- обеспечение спецодеждой и спецобувью, которые должны соответствовать «Каталогу спецодежды, спецобуви и др. средств защиты для работников газовой промышленности»;

- обеспечение исправным инструментом;

- пусковые устройства электрооборудования должны быть обеспечены диэлектрическими средствами защиты;

- освещённость рабочих мест должна соответствовать нормируемым значениям;

- персонал, обслуживающий действующее электрооборудование в РУ 6 кВ, РУ 0,4 кВ, должен надевать защитные каски;

- в подразделении электрохозяйства должна быть аптечка или сумка первой необходимости с постоянным запасом медикаментов и медицинских средств;

- средства защиты, применяемые в соответствии с ПТБ при эксплуатации электроустановок, должны соответствовать требованиям «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках»;

- все распоряжения и задания не должны противоречить ПТБ при эксплуатации потребителей;

- весь производственный персонал электрохозяйства должен быть обучен практическим приёмам освобождения человека, попавшего под действие электрического тока, и оказания ему первой помощи;

Электроустановки должны быть оборудованы специальными плакатами (типа «Не включать, работают люди и т.п.) и ограждениями.

4.3.3 Мероприятия по обеспечению противопожарной защиты

Объекты установки должны иметь следующие системы предотвращения взрывов и пожаров:

- трёхразовый аналитический и непрерывный автоматический контроль;

- технологическое оборудование и коммуникации, обеспечивающие герметичность процессов;

Обеспечение отвода газообразных продуктов из аппаратов и коммуникаций на свечц выветривания, а жидких продуктов – в ёмкость Е-2.

- объекты установки должны быть оборудованы молниезащитой и защитой от статического электричества с величиной сопротивления заземлителей согласно действующих правил;

Исполнение молниеприёмников, заземлителей и их количество должно соответствовать требованиям СН 305-77;

- огневые работы необходимо проводить при наличии «Разрешения» и только после выполнения всех мероприятий, указанных в «Разрешении»;

- курение на объектах установки запрещено. Курить разрешается только в специально отведённом месте.

4.4 Пожаро, энерго и взрывобезопасность

Принимаемые при эксплуатации объекта решения должны отвечать требованиям нормативных документов:

а) правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- продувка и испытание газопроводов на прочность и на герметичность должны проводиться в соответствии с инструкцией, предусматривающей необходимые мероприятия по пожарной безопасности с учётом местных условий;

- при продувке и испытании газопровода газом запрещается проезд, нахождение в пределах зоны оцепления автомобилей, тракторов и т.д. с работающими двигателями, а также пользование открытым огнём и курение;

- задвижки, вентили, краны и прочие запорные устройства на трубопроводах должны находиться в исправности, быть легкодоступными, чтобы обеспечить возможность

надёжного прекращения поступления газа в отдельные участки трубопроводов. Всякие неисправности в запорных устройствах должны немедленно устраняться;

- прокладки фланцевых соединений следует изготавливать из материалов, не разрушающихся и не деформирующихся при повышенных температурах.

В целях обеспечения условий максимальной взрыво -пожаробезопасности, предусмотрены следующие мероприятия:

1) Определена характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной безопасности;

2) Обеспечена прочность и герметичность технологических аппаратов и трубопроводов;

3) Все объекты оснащены средствами пожаротушения, согласно требований правил пожарной безопасности;

4) Определены основные взрыво-пожароопасные, вредные и токсичные вещества, находящиеся в производстве.

5 Охрана недр и окружающей среды

5.1 Анализ экологической ситуации на месторождении (на предприятии)

В процессе добычи углеводородного сырья выполняются требования, изложенные в законах Российской Федерации в Федеральных законах: «Закон о недрах», «Об охране окружающей природной среды», «Водном кодексе».

Проектом «Технологическая схема разработки Фетисовского газового месторождения», предусмотрен комплекс природоохранных мероприятий, направленный на сохранение существующей экологической обстановки в зоне разработки месторождения и предотвращение аварийных ситуаций. При этом в качестве первоочередной меры, направленной на обеспечение экологически безопасной эксплуатации месторождения, следует считать экологический мониторинг, выполнение которого осуществляется по специально разработанной программе, применительно к данным физико-географическим и геологическим условиям.

В 2015 году ООО «НТ ЭкоЦентр «Зелёный Мир»» разработан новый Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по ООО «Промгаз». Нормативы Выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (ПДВ, ВСВ) утверждены на период с 30 июня 2015 г. по 30 июня 2020 г. Управлением Федеральной службы по надзору в сфере

природопользования (Росприроднадзором) по Волгоградской области приказ №2151 от 30 июня 2015 г.

В целях обеспечения экологической безопасности окружающей среды и недр на территории Фетисовского месторождения разработаны мероприятия, направленные на контроль за показателями оценки окружающей среды и состояния недр. Мероприятия отражены в работах ЗАО «ВолгоградНИПИнефть» и ЗАО «Волгограднефтепроект»:

- «Программа экологического мониторинга на территории Фетисовского газового месторождения» согласована с межрегиональным отделом по горному надзору и охране недр Нижне-Волжского межрегионального управления по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора.;

- «Программа мониторинга недр по Фетисовского газовому месторождению» согласована с Управлением по недропользованию по Волгоградской области (Волгограднедра).;

- Геоэкологический паспорт Фетисовского газового месторождения.

В свете выполнения требований программ экологического мониторинга окружающей среды и недр в 2016 году в соответствии с графиками проводились замеры дебита газа, давлений: забойного и пластового, анализы газа.

НПЦ «Научно-технический центр» проведён мониторинг окружающей среды территории месторождения. Анализы почв, воздуха, воды имеют незначительные отклонения от первоначальных, замеренных до пуска месторождения в эксплуатацию. Все показатели находятся в пределах установленных нормативов.

В целях осуществления программы мониторинга предусматриваются следующие мероприятия:

1) выполнение систематических наблюдений за динамикой изменения подземных вод на двух наблюдательных скважинах, контролирующих первый от поверхности водоносный горизонт.

2) наблюдение за состоянием добывающих скважин и изменений химического состава пластовых вод в процессе разработки месторождений для контроля

и предотвращения возможного загрязнения «снизу» используемых подземных вод для хозяйственных нужд. В состав наблюдений входит определение обводненности добываемой продукции и химического состава пластовых вод, замер дебита добывающих скважин, замер текущего пластового давления по эксплуатационным скважинам.

Заключение по результатам проведенных исследований по программе мониторинга окружающей среды в 2017г.:

Качество атмосферного воздуха

По результатам анализа проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ:

- рабочей площадки Фетисовского газоконденсатного месторождения;
- скважины № 5 Фетисовского газоконденсатного месторождения;
- жилой зоны х. Никуличев.

Превышений ПДКм.р. и ОБУВ для атмосферного воздуха на границе санитарно-защитных зон не обнаружено.

Качество почвенного покрова

По результатам анализа проб почвы:

- на промышленной площадки Фетисовского газового месторождения;
- на границе СЗЗ промышленной площадки Фетисовского газового месторождения.

Превышение допустимого уровня загрязнения для почвы не обнаружено.

Качество подземных вод

ООО «Научно-производственный центр» проводит экологический мониторинг в течении восьми лет. На протяжении данного времени негативного влияния на изменение состава и качества подземной воды объекты Фетисовского газоконденсатного месторождения не оказывают.

Промышленные выбросы в атмосферу

Согласно проведенным замерам, промышленные выбросы из организованных источников не превышают предельно допустимые концентрации.

Выполнение программ мониторинга позволит своевременно принимать меры по недопущению негативного воздействия на окружающую среду.

5.2 Охрана воздушного бассейна района расположения объекта от загрязнения

При разработке и обустройстве месторождения следует предусмотреть комплекс мероприятий, включающий в себя технологические решения по сокращению потерь нефтепродуктов от утечек, испарений, розлива и аварий:

- оснащение наземных металлических резервуаров понтонами, что позволяет снизить выбросы углеводородов при заполнении резервуаров на 80%;
- налив производить под слой нефтепродукта, а нс падающей струей, что позволит сократить потери на 60%;
- автоматизация технологических операций работы оборудования, позволяющая исключить потери нефтепродуктов от аварий;
- обеспечение линии деаэрации резервуаров дыхательными клапанами, совмещенными с огневыми предохранителями, позволит предотвратить попадание открытого огня или искр в резервуар, что исключит потери нефтепродуктов от аварий;
- для уменьшения отрицательного воздействия на персонал в рабочей зоне и уменьшения выбросов в атмосферу, пары топлива со станции налива, рекомендуется отводить через закрытую систему.

5.3 Охрана вод от загрязнения

За пределами месторождения протекают р. Арчеда и р. Медведица. Амплитуда колебания уровня воды в р. Арчеда достигает 4 - 5 м, а в р.Медведица 5-6 м.

Арчеда - река в Волгоградской области РФ, левый приток Медведицы (бассейн Дона). Длина 167 км, площадь бассейна 2050 км^2 . Протекает по юго-западной окраине Приволжской возвышенности. Питание в основном снеговое. Модуль стока около 1 л/(сек *км^2). В среднем течении пересыхает. Водоохранная зона (в соответствии с «Положением о водоохранных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах» Пост. Правительства РФ от 23 ноября 1996 г. № 1404) р. Арчеда 300 м.

Р. Медведица-левый приток Дона, берущий начало в Саратовском уезде, образуется при слиянии двух ручьев - Большой Медведицы и Малой Медведицы. Общее направление с северо-востока на юго-запад. Длина реки 745 км, ширина в верхнем и среднем течении не более 50 м, в низовье 60-90 м, местами 100-130 м. Русло, залегающее в толще песчаных отложений, извилисто; много мелей и бродов. Река судоходна от устья до Михайловки. Водоохранная зона 500 м.

Скважины расположены вне водоохранных зон указанных рек.

С целью предотвращения загрязнения грунтовых вод и первого от поверхности водоносного горизонта, технологическое оборудование рекомендовано размещать на бетонных основаниях (плитах, цементной стяжке), в месте налива добываемой продукции в автотранспорт на площадке должны быть установлены поддоны размером не менее 1х1 м.

Для предотвращения растекания тало-дождевых вод предусмотреть обвалование площадок добывающих скважин и рабочих площадок технологического оборудования и сбор тало-дождевых вод в емкости с последующим вывозом.

Рабочие площадки с расположенным на них технологическим оборудованием подлежат оборудованию гидроизоляционными покрытиями. Гидроизоляция обеспечивается сооружением бетонных стяжек толщиной не менее 100 мм с уклоном не менее 0,003° в сторону емкостей для сбора тало-дождевых и

технологических стоков.

5.4 Охрана окружающей среды при сборе и транспорте газа

К основным источникам поступления вредных веществ в атмосферу относятся:

- установки комплексной подготовки газа;
- газовые скважины при их разгерметизации и продувках;
- газопроводы.

Для уменьшения загрязнения воздушного бассейна газодобывающими предприятиями предусматривают различные технологические и организационно-технологические мероприятия.

К основным таким мероприятиям относятся:

- правильный выбор материалов для оборудования, трубопроводов, арматуры, средств КИП и А, работающих в средах, содержащих кислые газы;
- герметизация системы по добыче, транспорту и промысловой подготовке газа и углеводородного конденсата;
- применение систем автоматических блокировок и аварийной остановки, обеспечивающих отключение оборудования и установок при нарушении технологического режима без разгерметизации системы;
- применение в качестве топлива и для различных технологических нужд газа, прошедшего осушку и сероочистку на газоперерабатывающем заводе или локальных установках на промыслах;
- применение закрытой факельной системы для ликвидации выбросов сероводорода при продувке скважин, трубопроводов, при ремонте технологических установок и т.п. с последующим сжиганием в факелах.

Для уменьшения загрязнения атмосферы углеводородами и другими компонентами, содержащимися в газе, предусматривают сжигание газа в факелах. При эксплуатации факельных систем существует потенциальная опасность

распространения фронта пламени от факельного ствола в факельные трубопроводы и даже до технологической установки. Для предотвращения распространения пламени устанавливают на подводящих к факельному стволу газопроводах огнепреградитель или гидрозатвор. Работу факельной системы считают удовлетворительной, если происходит полное и бездымное сгорание газов. Бездымное сжигание газов обычно достигают при смешивании их с водяным паром или подачей распыленной воды.

Рациональный метод очистки необходимо выбирать с учетом следующих требований:

- минимального увеличения себестоимости основной продукции;
- использования минимальных площадок для установки;
- применение недорогих и недефицитных реагентов;
- возможности непосредственного использования конечных продуктов или удобной их переработки;
- полной автоматизации процесса в установке для очистки и гибкости к возможным колебаниям режимов;
- минимального количества сернистых соединений в выбрасываемых из установки газах, обеспечения хорошего рассеивания в атмосфере.

Производственные объекты транспорта и хранения природного газа вносят значительный вклад в загрязнение атмосферного воздуха. Основная часть загрязнителей при нормальном режиме работы поступает в атмосферу в виде пара, газа из резервуаров и технологических аппаратов и при сливо-наливных операциях. Удельный вклад в загрязнение товарно-сырьевых парков, например, составляет около 50 % общего объема потерь.

5.5 Охрана недр

Основными требованиями по рациональному использованию и охране недр при штатном режиме работы промысла в процессе эксплуатации Фетисовского

месторождения являются:

- достоверный учет извлекаемой нефти и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождения - замер дебита нефти, пластовой воды, устьевых давлений с периодичностью 1 раз в 10 дней;
- определение обводненности продукции -1 раз в 10 дней; определение газового фактора - 1 раз в 3 месяца; замеры пластового и забойного давлений - 1 раз в 3 месяца;, отбор поверхностных и глубинных проб нефти, газа, воды — 1 раз в 6 месяцев; предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого и промышленного водоснабжения;
- проведение комплекса исследований и систематических измерений по своевременному выявлению источников подземных у течек и межпластовых перетоков.

5.6 План природоохранных мероприятий на Фетисовском месторождении

План природоохранных мероприятий представлен в таблице 8.

Таблица 8 - План природоохранных мероприятий на объектах ООО «Промгаз» на 2018 год

Наименование мероприятий	Единица измерения	Всего 2018 год	в т.ч. по кварталам				Экологический эффект	Ответственный за исполнение	Примечание
			I	II	III	IV			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 Чистый воздух									
1) Проведение экологического мониторинга по ох-	-	В течение всего года					Контроль и сокращение выбросов в атмосферу	Инженер по ПБ и ОС	

ране атмосферного воздуха									
2 Чистая вода									
1) Проведение экологического мониторинга по охране поверхностных и	-	В течение всего года					Контроль и сокращение вредных веществ в сточных водах	Геолог 1 категории Н.В.Вилиев	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
подземных вод									
3 Отходы									
1) Ведение документации по учету в области обращения с от – ходами согласно Приказу №721от01.09.2011	шт.	4	1	1	1	1	Учет в области обращения с отходами	Главный инженер А.Б.-Китаев	
2) Соблюдение правил временного накопления отходов производства и потребления	-	постоянно	постоянно	постоянно	постоянно	постоянно	Учет в области обращения с отходами	Мастер по добыче нефти и газа Н.В.Вилиев	
3) Выполнение периодичности вывоза отходов с территорий месторождений	шт.	По мере накопления	По мере накопления	По мере накопления	По мере накопления	По мере накопления	Учет в области обращения с отходами	Мастер по добыче нефти и газа Н.В.Вилиев	
4) Заключение	шт.	Ежегодно	-	-	-	Ежегодно	Исключение несанкциони	Главный	

договоров на сбор, транспортировку и утилизацию отходов с лицензированными организациями							рованного размещения отходов	инженер А.Б.-Китаев	
4 Чистая почва									
1) Проведение эко-	-	В течение					Контроль и сокращение	Геолог 1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
логического мониторинга по охране недр		всего года					загрязнения недр	категории Н.В.Вилиаев	
5 Проверка природоохранной деятельности									
1) Контроль за выполнением природоохранных мероприятий на объектах предприятия	Количество проверок	4	1	1	1	1	Контроль выполнения природоохранных мероприятий	Главный инженер А.Б.-Китаев	
6 Обучение персонала по природоохранной деятельности									
1) Повышение квалификации специалиста по обращениюс отходами I- IV класса опасности	Количество специалистов	1	-	1	-	-	Учет в области обращения с отходами	Главный инженер А.Б.-Китаев	

Список используемых источников

1 Мищенко И.Т. Расчеты добычи нефти и газа: Учебное пособие для техникумов.- М.: Недра, 1989. — 245 с.

2 Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие для техникумов.- М.: Недра, 2010 – 496 с.

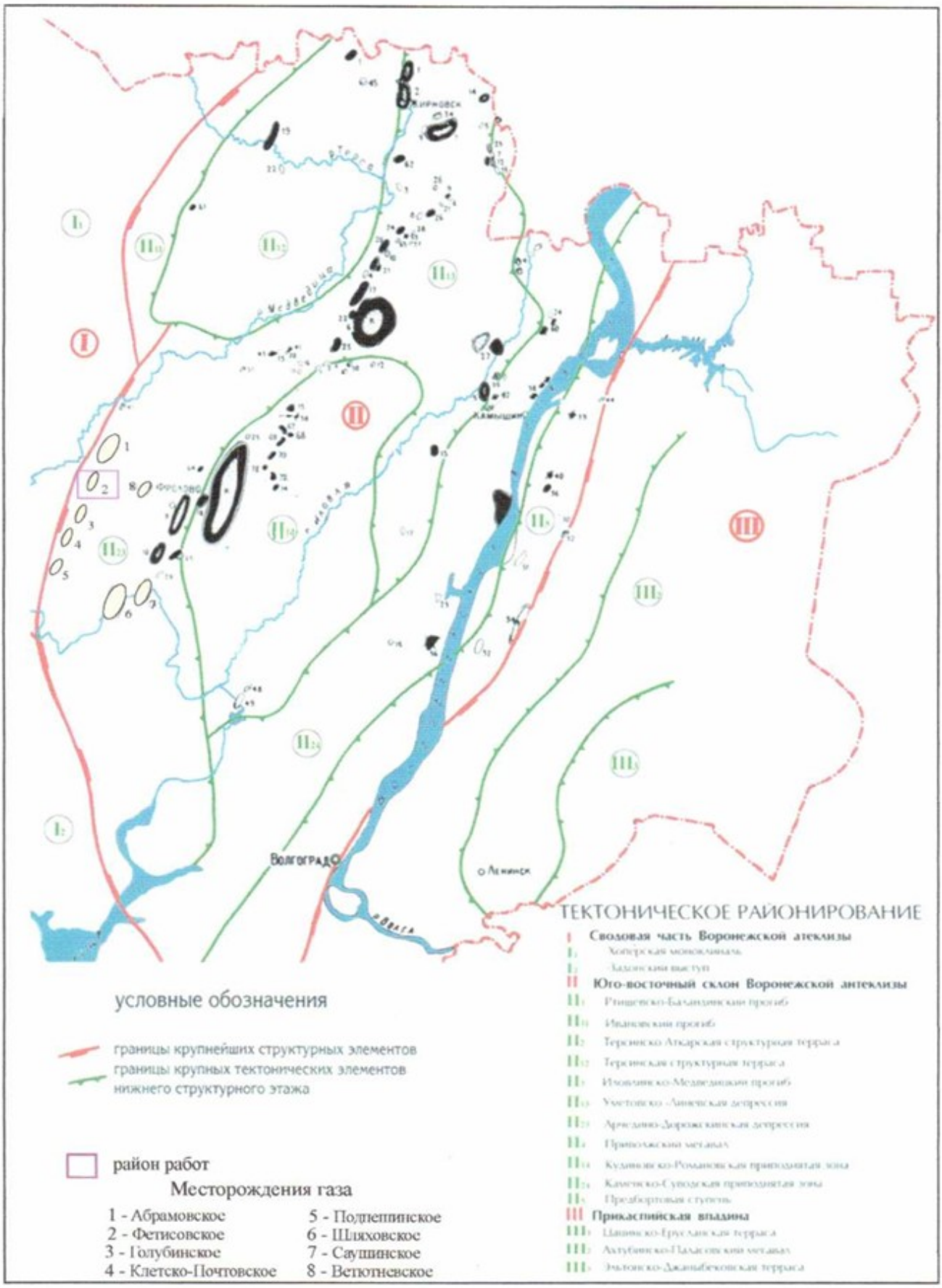
3 Байков, Н.М Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, издательство «Недра» [Текст]: учебное пособие / 1989г. - 352 с

4 Муравьев, В.М. «Спутник нефтяника» издательство «Недра» [Текст]: учебное пособие / 1977г. «Охрана окружающей среды»

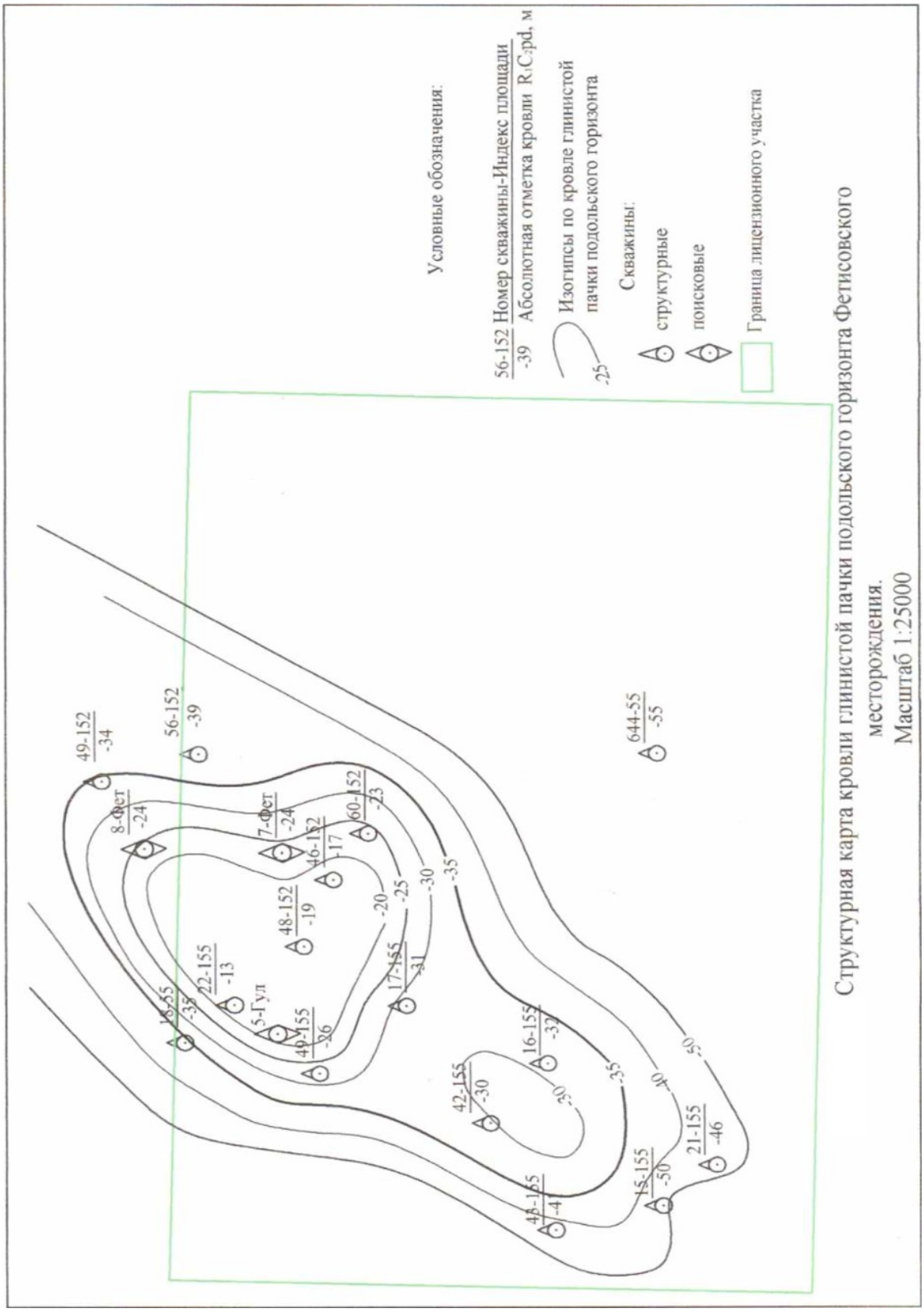
5 http://xreferat.com/20/61-2-primenenie-solyano-kislotnoiy-obrabotki-prizaboiynyh-zon-skvazhin.html

6 http://studopedia.ru/15_35422_oborudovanie-dlya-kislotnih-obrabotok.html

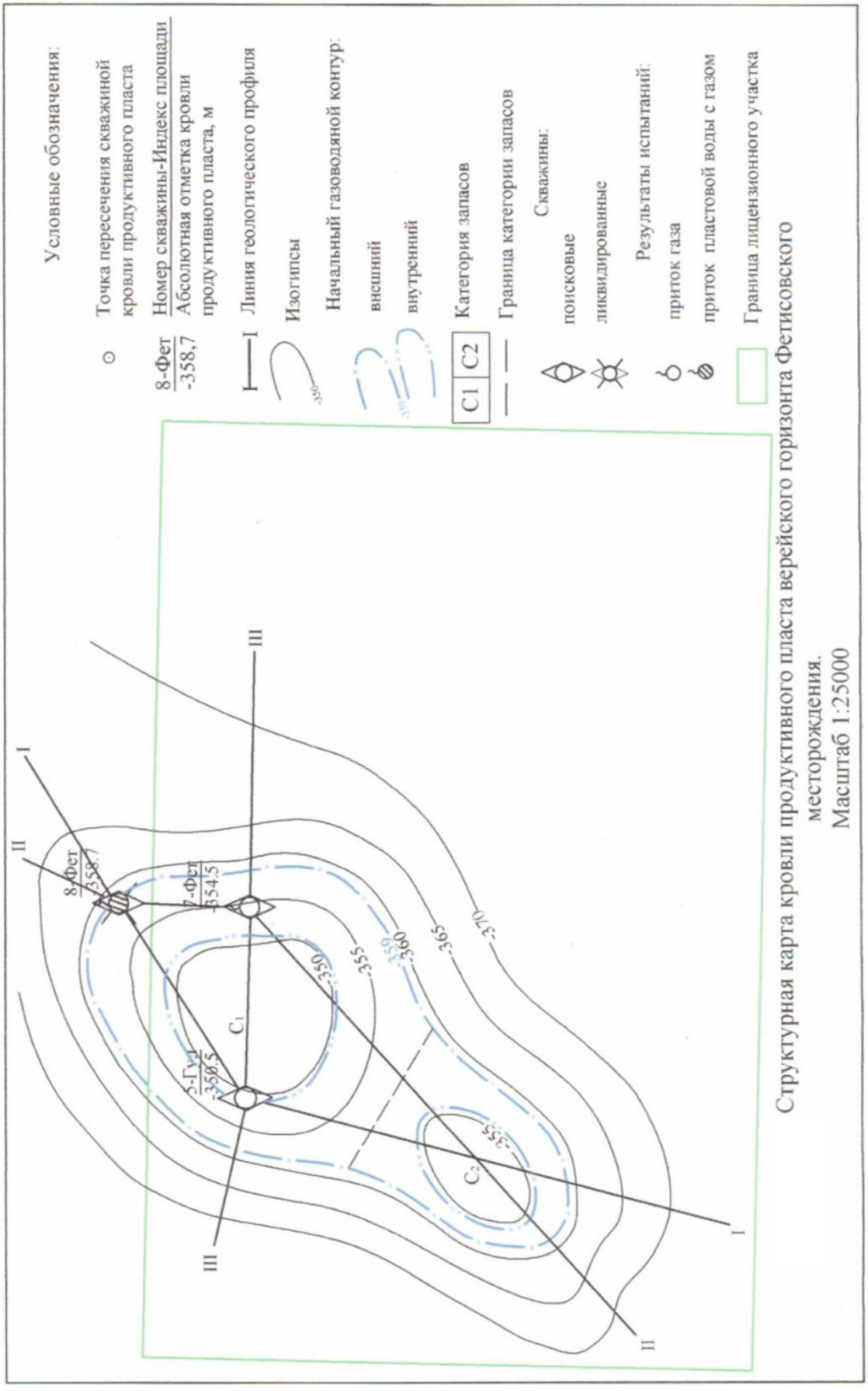
Приложение А



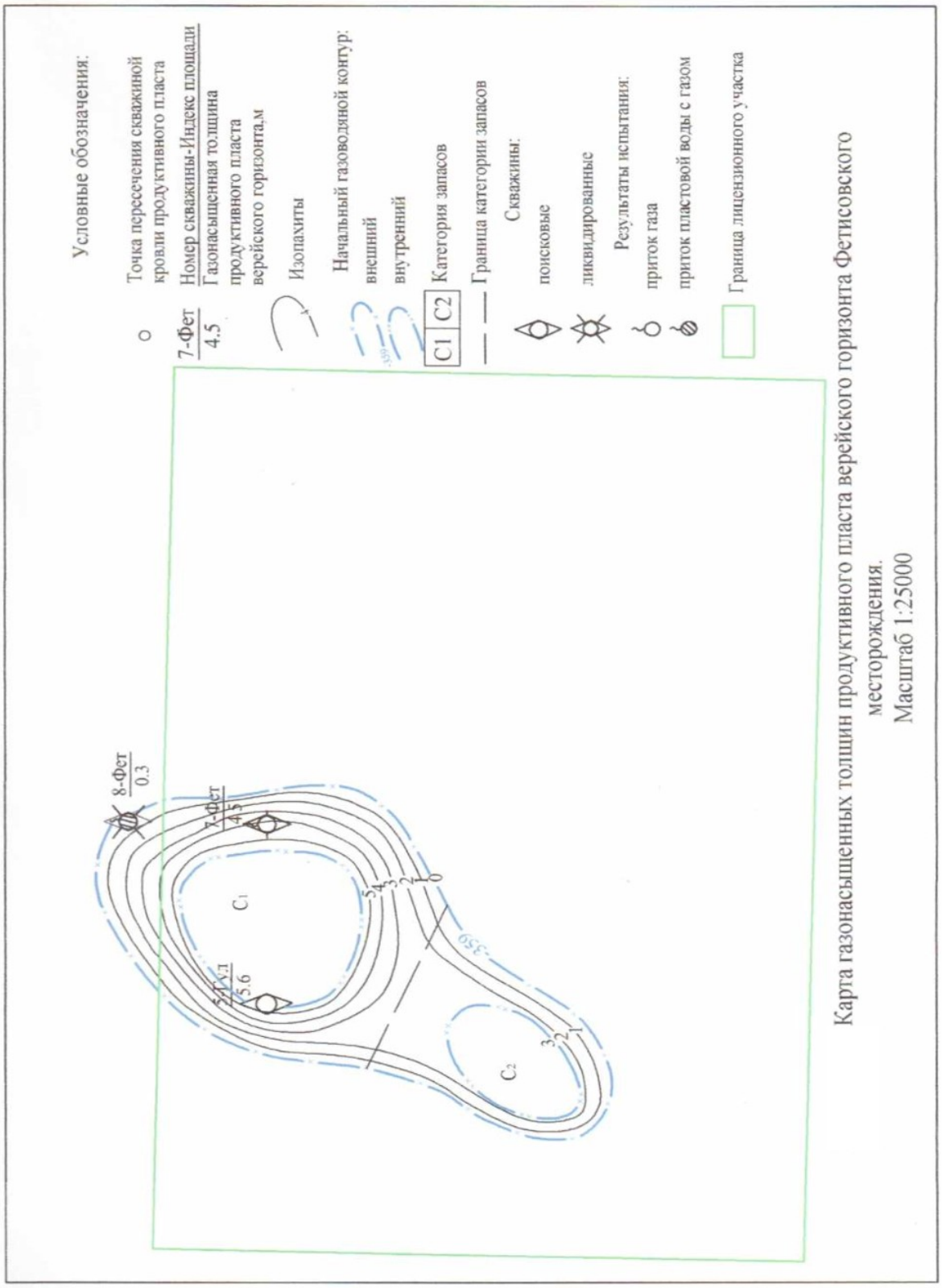
Приложение Б



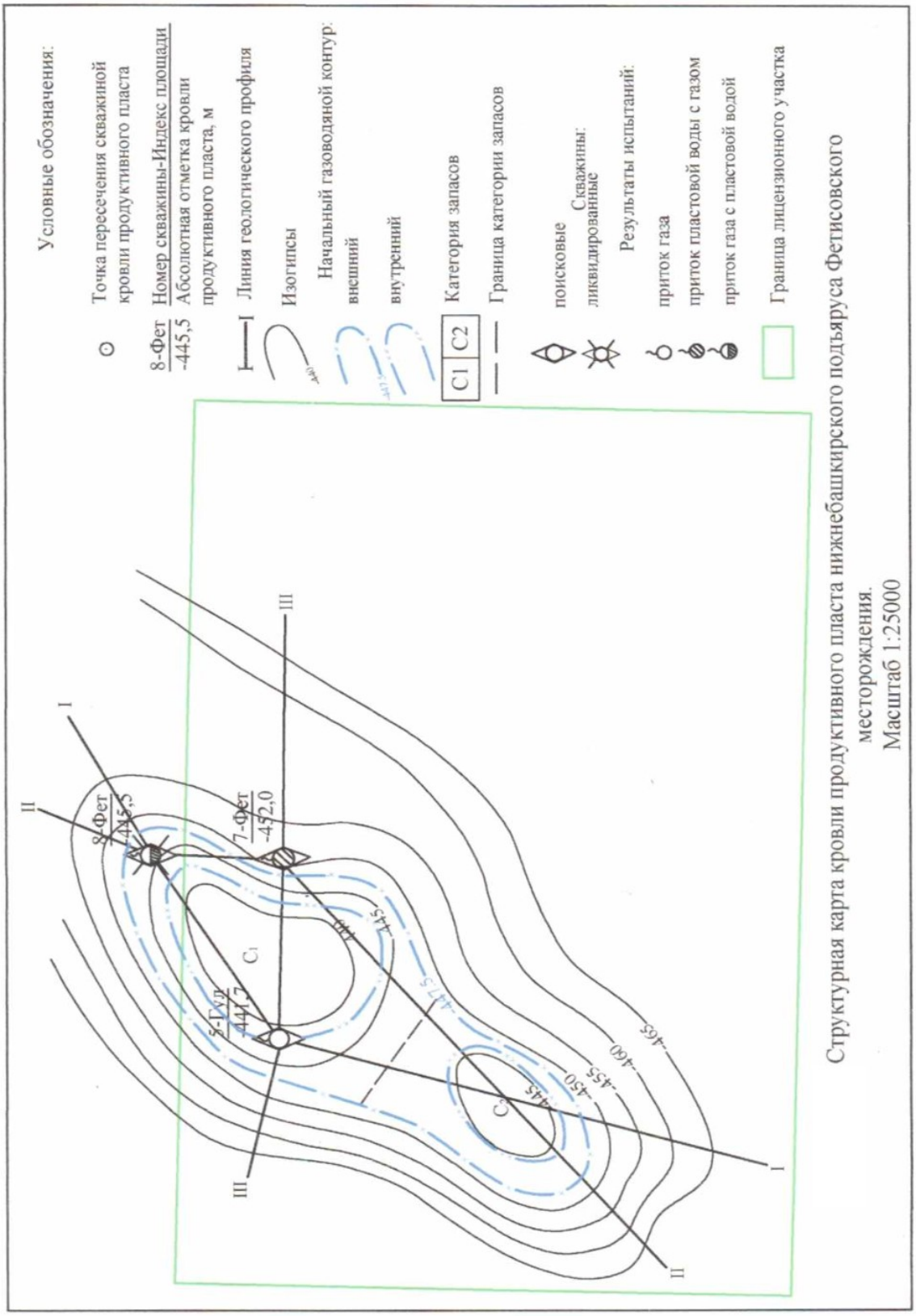
Приложение В



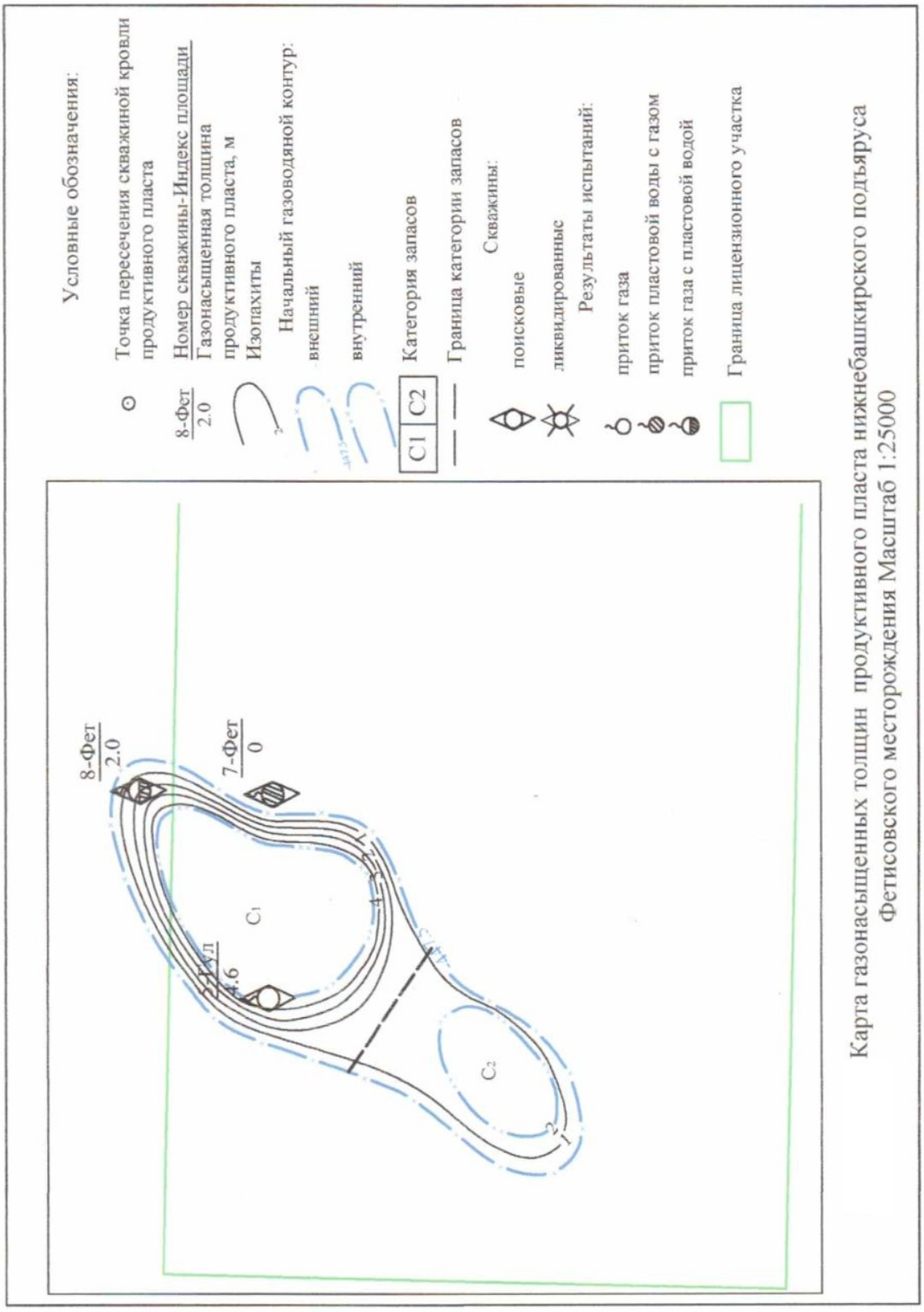
Приложение Г



Приложение Д



Приложение Е



Приложение Ж

ООО "Научно-производственный центр"
Аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.517360 срок действия с 24 сентября 2013г. по 24 сентября 2018г.
400074, Российская Федерация, г.Волгоград, ул. Огарева, д.15

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА № 32 / 5-2
от 18.02.2016

Наименование и адрес лаборатории:	Котовская ЛНИиПР Арчединский участок Российская Федерация, 403530, Волгоградская обл., г.Фролово, ул. Фрунзе, д. 87
Заказчик:	ООО "ПРОМГАЗ "
Основание для проведения испытаний:	Договор № 67/15 от 01.10.15
Объект испытания:	**Газ горючий природный и поставляемый в магистральные газопроводы**
Цель испытания:	Лабораторные исследования проб газа природного на технологических объектах месторождений ООО "ПРОМГАЗ "
Наименование пробы (место отбора):	Коммерческий узел учета
Метод отбора пробы:	ГОСТ 31370-2008
Акт отбора пробы:	№ 20 /5-2
Дата и время отбора пробы:	17.02.2016 11-30
Дата доставки пробы:	17.02.2016
Дата проведения испытания:	18.02.2016
Регистрационный номер пробы:	121-02

Сведения о средствах измерения (наименование, зав. №, окончание срока поверки):

Хроматограф Кристалл 5000.1	№ 6635	10.07.2016
Хроматограф Кристалл 5000.2	№ 152951	19.01.2017

Результаты испытаний:

№ п/п	Наименование показателей, единица измерения	Метод испытаний	Результат испытаний	Погрешность при Р=0,95, ±Δ
1	2	3	4	5
1	Компонентный состав, молярная доля, %:	ГОСТ 31371.7-2008		
1.1	- азота		2,119	0,09
1.2	- кислорода		0,0185	0,0023
1.3	- диоксида углерода		0,064	0,005
1.4	- метана		97,06	0,07
1.5	- этана		0,35	0,01
1.6	- пропана		0,184	0,011
1.7	- изо-бутана		0,030	0,002
1.8	- нормального бутана		0,080	0,005
1.9	- нео-пентана		0,0013	0,0003
1.10	- изо-пентана		0,0251	0,0017
1.11	- нормального пентана		0,0331	0,0022
1.12	- гексанов		0,024	0,0017
1.13	- гептанов		0,008	0,0007
1.14	-толуола		менее 0,001	-
1.15	-бензола		0,0034	0,0005
1.16	-н-октана		менее 0,001	-
2	Массовая концентрация серосодержащих компонентов, мг/м^3:	ГОСТ Р 53367-2009		
2.1	- сероводорода		менее 0,001	-
2.2	- карбонилсульфида		менее 0,001	-

Содержание

Введение.....2
1 Геологический раздел.....6
1.1 Общие сведения о месторождении. Орогидрография.....6
1.2 Стратиграфия.....7
1.3 Тектоническое строение.....12
1.4 Условия залегания продуктивных пластов.....14
1.5 Нефтегазоносность нижнебашкирского и верейского горизонтов.....15
1.6 Коллекторские свойства продуктивных пластов.....18
1.7 Энергетическая характеристика залежей.....19
1.8 Физико – химические свойства скважинной продукции.....21
2 Технико – технологический раздел.....22
2.1 Характеристика фонда скважин.....22
2.2 Устьевое оборудование газовых скважин, осложнения возникающие при эксплуатации скважин на Фетисовском месторождении.....23
2.3 Требования, предъявляемые к организации сбора и транспорта газа на месторождении.....26
2.4 Система сбора и транспорта газа на месторождении.....27
2.5 Осложнения, возникающие в системе сбора и транспорта газа на месторождении.....29
2.6 Специальный вопрос.....31
2.7 Контроль параметров сбора скважинной продукции (автоматизация на сборном пункте «Фетисовский»).....37
2.8 Заключение по выполненным работам.....39
3 Организационно – экономический раздел.....41
3.1 Характеристика мероприятия.....41
3.2 Расчет прироста газа.....41
3.3 Расчет условно постоянных и условно переменных затрат.....44
3.4 Расчет годового экономического эффекта.....49
4 Охрана труда и техника безопасности при сборе и транспорте скважинной продукции.....52

4.1 Описание системы человек – машина – среда (с привязкой к СП).....52
4.2 Факторы опасностей.....53
4.3 Мероприятия по уменьшению риска производственных процессов.....54
4.4 Пожаро, энерго и взрывобезопасность.....56
5 Охрана недр и окружающей среды.....58
5.1 Анализ экологической ситуации на.....58
месторождении (на предприятии).....58
5.2 Охрана воздушного бассейна района расположения объекта от загрязнения ……61
5.3 Охрана вод от загрязнения.....61
5.4 Охрана окружающей среды при сборе и транспорте газа.....62
5.5 Охрана недр.....64
5.6 План природоохранных мероприятий на Фетисовском месторождении ……....65
Список используемых источников.....68
Приложения ……69