

Введение

Верхнеколик-Еганское месторождение является крупным активом ТНК-ВР. Из-за своего сложного строения считается уникальным. ОАО «Варьеганнефтегаз» прогрессивное, развивающееся предприятие применяющее на производстве новые техники технологии.

Главным принципом ВНГ считается повышение объемов добычи, при этом безопасное и экологичное введение работ. В последнее время на предприятии наблюдается тенденция увеличения наработки на отказ. Этому способствовала оптимизация режима работы скважины, применены новых эффективных ингибиторов, повсеместная интеллектуализация добычи, полимерные покрытия НКТ и т.д.

Основным параметром, используемого для анализа наработки фонда скважин, оборудованных УЭЦН, является наработка на отказ. По регламенту эксплуатации УЭЦН ТНК-ВР, расчет показателя производится следующим образом: сумма отработанного количества суток всеми УЭЦН за скользящий год относится к суммарному количеству отказов УЭЦН за скользящий год. Данный параметр является универсальным показателем который наиболее объективно позволяет провести анализ работы фонда УЭЦН.

1. Характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Верхне-Колик-Еганское месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и находится в 225 км северо-восточнее районного центра г. Нижневартовска. (рис. 1.1)

Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются поселки Ваховск (180 км), Колик-Еган (120 км), Ларьяк (150 км). Районный центр г. Нижневартовск является крупным речным портом в Среднем Приобье, связан железной дорогой с городами Сургут, Тобольск, Тюмень. Рядом с месторождением находятся Бахилловское, Северо-Хохряковское, Сусликовское и Варынгское разрабатываемые месторождения.

В орографическом отношении район месторождения расположен в центральной части Западно-Сибирской низменности, в бассейне р. Вах и представляет собой сглаженную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +50 до +120 м, относительное расчленение достигает 65–70 м.

Гидрографическая сеть представлена реками Колик-Еган, Сарм-Сабун, Лунг-Еган и другими более мелкими водотоками. Реки несудоходны. На юго-востоке имеются озера термокарстового происхождения, наиболее крупные из них Вереп-Эмтор и Васич-Эмтор.

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная, морозная и снежная, часты метели и снегопады. Мощность снежного покрова достигает 1,5 м. Безморозный период продолжается около 90 дней в году, а период устойчивых морозов в среднем 180 дней. Температура воздуха зимой достигает (-50°C) – (-55°C). Лето короткое, сравнительно теплое и дождливое. Летние месяцы имеют устойчивые положительные температуры, достигающие +30°C.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 500–550 мм. Из этого количества 400 мм выпадает в теплый период с апреля по октябрь.

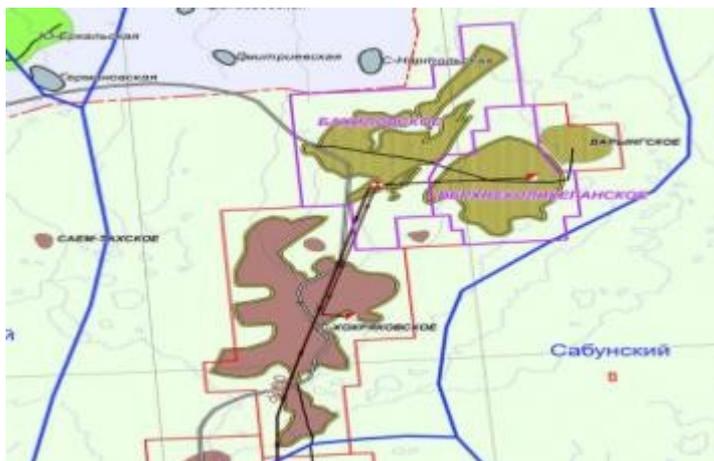
Уровень грунтовых вод колеблется от 0 до 25 м. Глубина промерзания почвы на открытых участках достигает 1,3–1,7 м.

Верхне-Колик-Еганское месторождение расположено в южной геокриологической зоне, для которой свойственно существование реликтовой мерзлоты. Кровля ее залегает на глубинах от 70 м до 220 м, а подошва – от 100 м до 280 м. Толщина мерзлоты 30–60 м.

В экономическом отношении район стал развиваться в связи с постановкой геологоразведочных работ, но степень его освоения была невысокой по сравнению с более южными частями Нижвартовского района. Плотность населения составляет менее 1 человека на 1 км². Коренное население живет в небольших поселках по берегам рек и занимается традиционными видами промысла – охотой, рыболовством, оленеводством.

Разведочные работы на месторождении проводились Вахской НГРЭ ПГО «Мегионнефтегазгеология», базирующейся в поселке Ваховск. Необходимое оборудование, материалы и технические средства завозятся на базу экспедиции из г. Тюмени как по железной дороге, так и водным путем по рекам Тура, Иртыш, Тобол и Обь в период навигации, который длится около 5 месяцев.

Непосредственно на территории месторождения источниками временного водоснабжения служит река Колик-Еган с ее основными притоками Охорг-Игол и Лунг-Еган, а также озера, такие как Вереп-Эмтор, Колым-Эмтор и др. Вода в реках гидрокарбонатно-кальциевая.



Обзорная карта района с указанием соседних месторождений

1.2 История освоения месторождения

Верхнеколик-Еганское месторождение с уникальным этажом нефтяных, нефтегазовых и газовых пластов было открыто в 1986 году, введено в промышленную эксплуатацию в 1990 году. Оно относится к числу крупных активов ТНК-ВР и обеспечивает более 75% добычи ОАО «Варьеганнефтегаз». В продуктивном разрезе месторождение имеет 62 пласта. Это одно из самых отдаленных месторождений предприятия, поэтому коллектив нефтепромысла трудится вахтовым методом.

Потенциал этого месторождения продолжает оставаться высоким. Перспективы развития связываются с бурением новых скважин на основе уточняющего поисково-разведочного бурения, с наращиванием объема проводимых геолого-технических мероприятий, вовлечением в разработку новых пластов и площадей. Также на месторождении ведется подготовительная работа к разработке газоконденсатных и газовых пластов.

Разрабатываются проекты строительства на Верхнеколик-Егане вакуумной компрессорной станции и газотурбинной электростанции для утилизации попутного нефтяного газа и выработки собственной электроэнергии.

Текущая добыча нефтепромысла составляет 4600 тонн нефти в сутки.

2. Геологическая часть

2.1 Стратиграфия

Геологический разрез Верхнеколик-Еганского месторождения представлен метаморфизованными породами девонского возраста, слагающими фундамент, и мощной (свыше 3000 м) толщей терригенных образований мезо-кайнозойского осадочного чехла (рис. 2.1).



Рис. 2.1. Выкопировка из «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты», (Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, под ред. В.И. Шпильмана, 1998). Изученные месторождения: 1 – Верхнеколик-Еганское.

Палеозойская группа (Pz)

Представлена только девонской системой.

Девонская система (Д)

Отложения, девонской системе, слагают фундамент и сложенные сланцы. В кровельной части породы фундамента – трещиноватые, выветрены и образуют кору выветривания.

Мезозойская группа (Mz)

Мезозойская группа представлена триасовой, юрской и меловой системами.

Триасовая система (Т)

Породы триасовой системы представлены маломощной аргиллитовой либо песчано-кремнисто-аргиллитовой толщей, несогласно перекрывающей породы фундамента.

Выше по разрезу породы перекрываются осадочными терригенными отложениями юрской системы.

Юрская система (J)

Юрская система в разрезе месторождения представлена всеми тремя отделами.

Нижний-средний отделы (J₁₋₂)

Нерасчлененные нижний – средний отделы юрской системы представлены тоарским (J_{1t}) – ааленским (J_{2a}) ярусами, объединенными согласно местной стратиграфической схеме в худосейскую свиту.

Худосейская свита сложена континентальными песчано-глинистыми отложениями, представляющими собой переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. К песчаным пластам худосейской свиты приурочены продуктивные горизонты ЮВ₁₁ и ЮВ₁₀. Общая толщина худосейской свиты изменяется от 103 м до 224,6 м.

Средний отдел (J₂)

Средний отдел в разрезе месторождения представлен всеми ярусами и по региональной стратиграфической схеме Западной Сибири соответствует тюменской свите.

Тюменская свита (аален-байос-бат) сложена континентальными песчано-глинистыми отложениями, отличительными особенностями которых являются:

- ритмичное, частое и неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников;
- обилие обугленного растительного детрита и большое количество прослоев каменного угля, толщина которых изменяется от 1 см до 4 м.

Аргиллиты тюменской свиты – средней крепости, с прослоями угля и включениями растительных обугленных остатков, слюдистые.

Алевролиты – монолитные, слюдистые.

Песчаники – от мелкозернистых до среднезернистых, плотные, полимиктовые, часто нефтенасыщенные. Они группируются в крупные пласты, в том числе продуктивные – от ЮВ₂ (в кровле) до ЮВ₉² (в подошве).

Общая толщина тюменской свиты колеблется от 360–404 м.

Верхний отдел (J₃)

Верхний отдел в разрезе месторождения представлен всеми своими ярусами: келловейским, оксфордским, кимериджским и волжским. В строении его участвуют прибрежно-морские, мелководно- и глубоководные отложения, характеризующиеся сокращенными толщинами и увеличением глинистых пород вверх по разрезу.

Келловей-оксфордский ярусы (J_{3к} – J_{3о})

Келловей-оксфордскому ярусам в стратиграфической схеме мезозойских отложений Западной Сибири соответствует наунакская свита.

Отложения наунакской свиты сформировались в прибрежно-морских мелководных условиях и литологически представлены песчано-глинистой толщей, песчаность которой заметно увеличивается вверх по разрезу. По этому признаку свита делится на несколько частей.

Так, в нижней части песчаные пласты разделены равноценными по толщине пластами аргиллитов и аргиллитоподобных глин.

Средняя часть – преимущественно песчаная. Песчаники мелко- и среднезернистые на глинисто-известковистом и известковисто-кремнистом цементе, слюдистые и полимиктовые. Среди песчаников выделяются разности с хорошими коллекторскими свойствами, с которыми связан продуктивный пласт ЮВ₁²⁻³.

Верхняя часть наунакской свиты представляет собой переслаивание песчаников и маломощных прослоев аргиллитоподобных глин. К этой части

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

разреза приурочен продуктивный пласт ЮВ₁¹, который не выдержан по площади и по толщине.

Толщина свиты изменяется от 50 м до 80 м.

Кимериджский ярус (J₃ km)

Кимериджский ярус в разрезе представлен в объеме георгиевской свиты.

Георгиевская свита литологически представлена аргиллитами в различной степени алевритистыми, глауконитовыми, тонкоотмученными. Общая толщина свиты составляет 5–20 м.

Волжский ярус (J_{3v})

Отложения волжского яруса завершают разрез верхнего отдела юрской системы и в региональной стратиграфической схеме Западной Сибири отвечают по объему большей части баженовской свиты.

Баженовская свита (волжский – низы берриаса) является региональным литологическим репером. Породы баженовской свиты представляют собой глубоководные морские отложения юры: аргиллиты битуминозные, массивные и плитчатые, прослоями известковистые. Особенностью баженовской свиты является ее небольшая толщина, составляющая 6 – 13,4 м.

Меловая система (K)

Отложения меловой системы – нижнего и верхнего ее отделов, толщиной более 200 м. без перерыва залегают на породах позднеюрского возраста.

Нижний отдел (K₁)

Нижнемеловые отложения представлены морскими, прибрежно-морскими и континентальными терригенными образованиями.

В разрезе нижнего отдела установлены все ярусы в объеме которых выделяются (снизу вверх): куломзинская, тарская, вартовская и нижняя часть покурской свиты.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Куломзинская свита (K_{1B-K_V}) залегает в основании нижнемелового комплекса, а сложена песчано-глинистыми отложениями неоднородного строения и состава. По литологическому признаку и положению в разрезе в куломзинской свите выделяются снизу вверх: подачимовская, ачимовская, песчано-глинистая толщи.

Подачимовская толща представлена аргиллитоподобными глинами с редкими прослоями алевролитов. Толщина ее колеблется от 6 м до 21 м.

Ачимовская толща сложена преимущественно песчаниками от мелко – до среднезернистых, с прослоями аргиллитоподобных глин. В нижней части разреза песчаники образуют песчаные пачки, к которым приурочены продуктивные пласты Ач БВ₁₆ – Ач БВ₁₉ в клиноформном залегании. Разделом между ними служат алевролиты и аргиллитоподобные глины, толщина которых по разрезу заметно меняется. Внизу эти разделы незначительны и песчаные пачки оказываются сближенными. Выше по разрезу толщина глинистых разделов увеличивается. К верхней части приурочены продуктивные пласты АчБВ₁₄ - АчБВ₁₅², которые постепенно сближаясь с пластом АчБВ₁₆ в западном направлении, переходят от шельфового залегания к клиноформному.

Кровля ачимовской толщи совпадает с кровлей пласта Ач БВ₁₄.

Толщина ее изменяется с запада на восток от 62 м до 162 м.

Песчано-глинистая толща завершает разрез куломзинской свиты. Сложена она аргиллитоподобными глинами с отдельными и редкими прослоями алевролитов и песчаников. Содержит продуктивный горизонт БВ₁₃. Толщина толщи колеблется от 45 м до 132 м.

Толщина куломзинской свиты увеличивается в восточном направлении от 157 м до 225 м.

Тарская свита (K_{1V}) сложена чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами, сформировавшимися в условиях прибрежного мелководья.

Песчаники глинистые, прослоями известковистые, от мелко- и среднезернистых до крупнозернистых в нижней части разреза, нефтенасыщенные. Среди них выделены продуктивные горизонты: БВ₈-БВ₁₂, хорошо прослеживаемые по всей территории месторождения.

Толщина отложений тарской свиты колеблется от 158 м до 204 м.

Вартовская свита (K₁V₁-K₁a) сложена прибрежно-морскими и континентальными терригенными отложениями, для которых характерна фациальная изменчивость по разрезу и площади. Отложения вартовской свиты подразделяются на три подсвиты.

Нижняя подсвита объединяет продуктивные горизонты группы «Б» (БВ₇-БВ₁), песчаники продуктивных горизонтов от тонкозернистых до мелко- и среднезернистых различной крепости, иногда уплотненные на глинистом, реже – глинисто-кремнистом цементе, слюдистые, иногда слоистые за счет переслаивания аргиллитов.

Толщина нижней подсвиты изменяется от 104 м до 135 м.

Средняя подсвита объединяет продуктивные песчаные пласты группы «А» (АВ₇-АВ₂). Песчаные пласты, сложенные в основном мелко- и мелко-среднезернистыми разностями, характеризуются фациальной изменчивостью, что затрудняет их уверенное прослеживание по площади. Толщина этих отложений изменяется от 209 м до 268 м.

К верхней подсвите вартовской свиты отнесена сравнительно маломощная (23–54 м) песчано-глинистая толща пород, сформировавшаяся в прибрежно-морских условиях, отложения подсвиты представлены аргиллитами и мелкозернистыми слюдистыми песчаниками. К этой части разреза приурочен продуктивный пласт АВ₁, который по литологическим признакам разделен на АВ₁¹ и АВ₁².

Толщина вартовской свиты колеблется от 362 м до 424 м.

Нижний-верхний отделы (K₁₋₂)

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

К отложениям нижнего и верхнего отделов меловой системы, объединенных в покурскую свиту, отнесены континентальные и частично прибрежно-морские осадки апт-альбского и сеноманского возраста.

Покурская свита ($K_{1a}-K_{2c}$) сложена мощной толщей переслаивающихся песков, песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов. Песчанистость свиты вверх по разрезу заметно увеличивается. Для отложений покурской свиты характерна сильная фациальная изменчивость.

По диаграммам ГИС отчетливо устанавливается трехчленное строение покурской свиты:

– нижняя часть, объединяющая пласты ПК₁₇-ПК₂₂, характеризуется частым ритмичным чередованием пластов с высокоомными и низкоомными значениями КС (стандартного каротажа);

– средняя, ~ пласты ПК₇-ПК₁₆, характеризуется низкими значениями КС – чуть более 5 ом (по БКЗ);

– верхняя, объединяющая пласты ПК₁-ПК₆, вновь отличается частым ритмичным строением.

Песчаники от тонкозернистых до среднезернистых, слабосцементированные и уплотненные, на глинисто-известковистом цементе, часто с запахом нефти и нефтенасыщенные. Алевролиты слюдистые, средней крепости, иногда с тонкими нитевидными прослоями аргиллитов. Выше по разрезу значение глинистой составляющей уменьшается, а роль алевролитов увеличивается.

Толщина покурской свиты изменяется от 690 м до 756 м.

Верхний отдел (K_2)

Отложения верхнего отдела меловой системы представлены всеми ярусами, в объеме которых выделяются снизу вверх: кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты.

Кузнецовская свита ($K_{2t}-K_{2cn}$) сложена преимущественно плотными глинами, слабослюдистыми, однородными, изредка известковистыми. Толщина свиты колеблется в пределах 17–40 м.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Ипатовская свита представлена песками, слабосцементированными песчаниками, алевроитами с глинистым, известковистым и кремнистым цементом, с прослоями глин. Пески верхней части свиты газонасыщены. Толщина свиты – 62–92 м.

Славгородская свита сложена глинами с прослоями глинистых опок, алевроитов. Толщина свиты изменяется от 101 м до 197 м.

Ганькинская свита завершает разрез верхнемеловых осадков и представлена плотными глинами с линзами и присыпками алевроита, прослоями кварцево-глауконитовых песков. Толщина свиты колеблется в пределах от 177 м до 214 м. Отложения ганькинской свиты перекрываются комплексом пород кайнозойской группы.

Кайнозойская группа (Kz)

Среди отложений кайнозойской группы в разрезе выделяются палеогеновая и четвертичная системы.

Палеогеновая система (P)

Разрез палеогеновых отложений сложен мощной толщей осадков морского генезиса палеоценового, эоценового отделов и континентальными образованиями олигоценового отдела.

Палеоцен (P₁)

Палеоценовый отдел представлен в объеме талицкой свиты.

Талицкая свита образована толщей морских глин, плотных, опоковидных, с прослоями опок, а в нижней части – с прослоями кварц-глауконитового песчаника.

Толщина ее не превышает 60 м.

Эоцен (P₂)

В разрезе эоценовых отложений выделены две свиты: люлинворская и тавдинская.

Люлинворская свита сложена глинами с присыпками глинистых алевроитов, в нижней части свиты присутствуют глины опоковидные. Общая толщина свиты составляет 135 м.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Тавдинская свита завершает разрез морского палеогена, представлена в верхней части глинами с редкими прослоями песков. В нижней части пески с прослоями глин.

Толщина свиты до 140 м.

Олигоцен (Р₃)

В строении разреза олигоценового отдела принимают участие континентальные образования, среди которых (снизу вверх) выделены атлымская, новомихайловская и журавская свиты.

Атлымская свита представлена континентальными аллювиально-озерными образованиями: песками кварцевыми, разнозернистыми с прослоями песчано-алевритовых глин. Толщина свиты около 30 м.

Новомихайловская и журавская свиты сложены алевритами, песками глауконитово-кварцевыми, глинами серыми и коричневато-серыми. Толщина свиты около 40 м.

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичного возраста залегают несогласно на палеогеновых отложениях. Они разнообразны по своему генетическому и литологическому составу. В основном, это – аллювиальные, озерные, озерно-болотные, ледниковые отложения, а также отложения пойм и террас рек.

Толщина отложений – 50–60 м.

2.2 Тектоника

Рассматриваемый район в тектоническом отношении расположен в пределах восточной части Западно-Сибирской плиты.

Район ВКЕ месторождения расположен в пределах одноименного мегавала, который с запада ограничен Верхнеаганским мегапрогибом, с востока – Сармсабунским мегапрогибом, на юге сочленяется с Александровским мегавалом, на севере – с Харампурско-Часельской зоной поднятий. Мегавал представляет собой вытянутое с юга, юго-запада на север,

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

северо-восток поднятие протяженностью по длинной оси более 130 км, по короткой – 35–50 км.

ВКЕ куполовидное поднятие расположено на восточном борту Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, формирование которого происходило в триасе и сопровождалось тектоническими подвижками сбросового типа в более позднее время вплоть до верхнего мела.

Структурные построения по продуктивным пластам произведены по данным детальной корреляции разрезов разведочных и эксплуатационных скважин с учетом структурных карт по материалам сейсморазведочных работ 2Д. При этом в качестве сейсмической основы для построения структурных поверхностей использовались структурные карты по отражающим горизонтам Б, М и Г. Для пластов ЮВ₈₋₁₀ использована структурная основа по пласту ЮВ₁₀ по материалам сейсморазведки 3Д (2006 г.)

Горизонт Б в силу хорошей прослеживаемости отражения от кровли баженовской свиты является базисным горизонтом для структурных построений на всей территории Западно-Сибирской плиты. Поэтому структурная карта по отражающему горизонту Б использовалась в качестве сейсмической основы при структурных построениях по залежам пластов группы АВ, группы БВ, ачимовской толщи и основному продуктивному горизонту ЮВ₁. Структурный план горизонта Б носит унаследованный характер от горизонта А.

Верхне-Колик-Еганское локальное поднятие по отражающему горизонту Б представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания.

Для структурных построений по продуктивной части ипатовской свиты в качестве сейсмической основы принята структурная карта по отражающему горизонту Г, соответствующему кровле сеномана; среднеквадратическая ошибка определения глубин по горизонту Г $\pm 12,6$ м. По отражающему горизонту Г поднятие представляет собой замкнутую положительную структуру, вытянутую в северо-восточном направлении, оконтуривается

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

изолинией – а.о. 880 м, размеры составляют 22х39 км с амплитудой 75 м. При этом следует отметить, что свод поднятия по верхнему горизонту смещен относительно глубоких горизонтов в северо-западном направлении.

Таким образом, ВКЕ поднятие имеет преимущественно пликативное строение, разделено седловиной на западный и восточный купола северо-восточного простирания, которые контролируют в структурном плане распространение залежей нефти и газа.

2.3 Нефтегазоносность

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных пластов, имеющих в их составе коллекторов и залежей нефти, среди которых выделяются нефтяные, нефтегазовые и газовые залежи.

В разрезе месторождения выделено 62 продуктивных пласта, в пределах которых выявлена и разведана 131 залежь, в том числе: 31 – газовая, 23 – газонефтяных и 77 – нефтяных.

Продуктивный пласт ЮВ₁₀ приурочен к верхней подсвите худосейской свиты и перекрывается залегающими в ее кровле глинистыми породами радомской пачки, толщина которой изменяется от 7.3 м. до 12.2 м. Общая толщина пласта в стратиграфических границах колеблется от 94.3 м до 121.4 м. Большинство скважин подошву пласта не вскрыли.

В пределах залежи пласт ЮВ₁₀ вскрыт 3 поисково-разведочными и 17 эксплуатационными скважинами. ВНК отбивается по данным ГИС на абсолютных отметках –2776.9 м-2789.7 м. Контур залежи проведен как след пересечения поверхности кровли коллекторов и наклонной с востока на запад на величину до 13 м поверхности ВНК. Таким образом, высота залежи достигает 50 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются по скважинам от 6.8 м до 23.6 м. Среднее значение $h_{э,н}$ по залежи составляет 11.9 м.

Естественный режим залежи упруго-водонапорный.

Пласт ЮВ₁₀ испытан в 8 скважинах, в т.ч. в 3 скважинах – испытателем пластов в процессе бурения и в 5 скважинах – в эксплуатационной колонне. В пределах залежи пласт испытан в 3 скважинах. В каждой из этих скважин получены промышленные безводные притоки нефти дебитом от 4.2 м³/сут на уровне при депрессии 12.8 МПа в скв. 233, до 24.0 м³/сут при фонтанировании через штуцер диаметром 6 мм в скв. 70.

Продуктивный **пласт ЮВ₉²** залегает в подошве тюменской свиты и вскрыт 29 скважинами. Общая толщина пласта в стратиграфических границах изменяется в центральной части месторождения от 14.5 м до 29,1 м.

От залегающего ниже по разрезу продуктивного пласта ЮВ₁₀ рассматриваемый пласт отделен глинистой радомской пачкой, толщина которой в центральной части месторождения, под залежами пласта ЮВ₉² изменяется от 5.4 м до 11.7 м.

Пласт ЮВ₉² перекрывается пачкой слабопроницаемых пород толщиной от 5.6 м до 14.8 м, отделяющей его от продуктивного пласта ЮВ₉¹.

В пласте ЮВ₉² выявлены 2 нефтяные залежи – пластовая литологически экранированная залежь размеры ее 5.1 км x 3.4 км, высота 29 м и пластовая литологически экранированная залежь размеры 6.5 км x 2.8 км, высота около 30 м.

Пласт ЮВ₉² испытан отдельно в скв. 70 (2 объекта) и в скв. 235 (2 объекта). В обеих скважинах получены непереливающие безводные притоки нефти дебитом, соответственно, 15.3 м³/сут на среднем динамическом уровне 1300 м и 7.2 м³/сут на уровне 1100 м.

Продуктивный **пласт ЮВ₉¹** также приурочен к нижней подсвите тюменской свиты и вскрыт 29 скважинами. Общая толщина пласта изменяется от 10.9 м до 21.8 м.

Пласт ЮВ₉¹ перекрывается глинистой пачкой, толщина которой изменяется от 2.9 м до 7.4 м.

В продуктивном пласте ЮВ₉¹ выявлена единственная пластовая литологически экранированная залежь в районе скв. 233 (рис. 2.9). Размеры

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

залежи 4.9 км x 5.3 км, высота 36 м. В пределах залежи пласт вскрыт 2 разведочными и 12 эксплуатационными скважинами. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0.6 до 15.0 м, среднее значение $h_{э,н}$ по залежи равно 2.5 м.

ВНК проводится на а.о-2728.8 м, соответствующей а.о подошвы нижнего проницаемого прослоя в скв. 233, нефтенасыщенного по данным ГИС. Нефтеносность до подошвы подтверждается получением безводного притока нефти дебитом 7.1 м³/сут на уровне при депрессии 13.5 МПа в этой скважине, единственной скважине, испытанной в пласте ЮВ₉¹.

Продуктивный пласт ЮВ₈² приурочен к нижней подсвите тюменской свиты и вскрыт 29 скважинами. Общая толщина пласта в стратиграфических границах изменяется от 14.0 м до 23.4 м.

Естественный режим залежи упруго-водонапорный.

Продуктивный пласт ЮВ₈¹ приурочен к средней части разреза нижней подсвиты тюменской свиты. Общая толщина пласта в стратиграфических границах изменяется от 13.7 м до 28.8 м.

Пласт ЮВ₈¹ перекрывается пачкой слабопроницаемых пород толщиной от 4.8 м в скв. 210 до 12.4 м в скв. 235, отделяющей его от полностью водоносного по данным ГИС пласта ЮВ₈⁰.

Длина залежи составляет 8.0 км, ширина достигает 3.4 км, высота достигает 26 м. По типу залежь пластовая сводовая.

Среднее значение $h_{э,н}$ по залежи составляет 8.8 м.

В пределах залежи пласт ЮВ₈¹ вскрыт 3 разведочными и 15 эксплуатационными скважинами. Пласт испытан в 3 скважинах, в т.ч. в 2 скважинах в пределах залежи. В скв. 233 испытано 2 объекта, в обоих случаях получены непереливающие безводные притоки нефти с максимальным дебитом 47.2 м³/сут на среднем динамическом уровне 1106 м. В скв. 234 также получен безводный приток нефти дебитом 10.5 м³/сут на уровне 1052 м.

Пласт ЮВ₃ расположен в верхней подсвите тюменской свиты. Проницаемые прослои в разрезе пласта развиты не повсеместно, а в виде отдельных линз и более или менее обширных полей, прорезанных зонами отсутствия коллекторов.

По типу залежь пластовая сводовая, частично литологически ограниченная. Размеры ее в плане составляют 3,9 x 2,4 км, высота 30,5 м.

ВНК в северной и западной частях залежи принимается горизонтальным усредненно на а.о –2410 м при колебаниях от 2,8 м вниз в скв. 576 до 2,6 м вверх в скв. 75. ВНК подтвержден получением безводного притока нефти при испытании скв. 205 до а.о –2408,6 м. В восточной части залежи ВНК проводится на а.о –2405,7 м в соответствии с его отбивкой в коллекторе по данным ГИС в скв. 585. В южной части залежи ВНК принят горизонтальным на усредненной а.о –2407,5 м при отклонениях от 2,7 м вниз в скв. 618 до 2,1 м вверх в скв. 3098. Такое положение ВНК подтверждается длительной безводной эксплуатацией скв. 640.

Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 0,8 м в скв. 557 и 558 до 15,8 м в скв. 649. Среднее значение $h_{э.н}$, принятое при подсчете, составляет 6,6 м.

Площадь чисто нефтяной зоны (НЗ) составляет 53% от общей площади залежи, площадь ВНЗ, соответственно, 47%.

Всего пласт испытан в эксплуатационной колонне в 5 поисково-разведочных скважинах, в т.ч. в пределах залежи – в 4 скважинах (испытано 5 объектов). Промышленные безводные притоки нефти получены в скв. 70 из двух объектов, в верхнем из которых дебит составил 66,0 м³/сут при фонтанировании через штуцер диаметром 6 мм, и в скв. 205, в которой получен непереливающий приток дебитом 27,3 м³/сут при среднем динамическом уровне 478 м. В скв. 58 и 75 получены смешанные притоки нефти с пластовой водой.

Залежь нефти продуктивного пласта ЮВ₁²⁻³ является самой крупной по запасам залежью Верхне-Колик-Еганского месторождения и основным объектом разработки.

Продуктивный пласт ЮВ₁²⁻³ развит на всей площади месторождения. Средняя толщина пласта составляет 50 м.

От залегающего выше по разрезу пласта ЮВ₁¹ пласт ЮВ₁²⁻³ отделен маломощным глинистым прослоем, толщина которого в скважинах меняется от 0,5 м, до 3,1 м, составляя в большинстве скважин 1,0 – 1,5 м.

Протяженность залежи продуктивного пласта ЮВ₁²⁻³ составляет с севера на юг 14,5 км, с запада на восток 17,0 км. Высота залежи достигает 83 м. Большой по площади восточный блок приурочен к вытянутой с севера на юг брахиантиклинальной складке с амплитудой 58 м по замыкающей изогипсе –2370 м кровли коллекторов пласта ЮВ₁²⁻³. Западный блок контролируется другим брахиантиклинальным поднятием, также вытянутым с севера на юг и имеющим амплитуду 18 м по замыкающей изогипсе –2380 м. Указанные положительные структуры разделены прогибом в районе скв. 92–55–71–208–231.

ВНК в восточном блоке имеет сложную волнистую поверхность, его абсолютные отметки в скважинах изменяются от –2368 м, до –2381 м. В западном направлении ВНК постепенно погружается. Положение ВНК достаточно надежно подтверждено результатами испытаний. По типу залежь является пластовой сводовой. Чисто НЗ приурочена к сводовой части восточной брахиантиклинали в районе поисково-разведочных скв. 58–70–75. В северной части восточной складки, в районе скв. 382–1035–1036–1039 имеется замкнутый пониженный участок, в пределах которого кровля коллекторов погружается ниже поверхности ВНК.

Эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах нефтяной зоны изменяются по скважинам от 24,6 м до 43,4 м, составляя в среднем 33,4 м, в пределах ВНЗ – от 0,5 до 38,9 м, составляя в среднем 9,7 м.

В районе скв. 72 и 235, в пределах небольшого купола, по данным ГИС, заверенным испытанием, в нижней части разреза наунакской свиты, соответствующей стратиграфически пласту ЮВ₁³, под выдержанной на этом участке глинистой покрывкой толщиной от 9 м, до 14 м сформировалась, до замка заполнив ловушку, самостоятельная нефтяная залежь размерами 3,2 x 2,2 км и высотой 15 м.

ВНК описываемой залежи проводится на а.о –2404,8 м, соответствующей подошве нижнего коллекторского прослоя, нефтенасыщенного по данным ГИС, в скв. 72.

Залежь пластовая сводовая. Чисто НЗ занимает небольшую часть площади (10,17%) в самом своде купола. Остальная часть площади залежи, т.е. 89,83%, приходится на ВНЗ.

Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. 235 НЗ составляет 4,4 м, в скв. 72 ВНЗ – 4,2 м. Средняя величина $h_{э,н}$ по НЗ составляет 3,2 м, по ВНЗ – 2,0 м, по всей залежи (НЗ+ВНЗ) – 2,6 м.

Продуктивный **пласт ЮВ₁¹** приурочен к кровле наунакской свиты. В его разрезе преобладают глинистые породы. Один-два проницаемых прослоя приурочены, как правило, к нижней части пласта. Коллекторы развиты не на всей площади месторождения, для них характерно прерывистое распространение. Если в самой южной (район скв. 215–59–81–87) и самой северной (район скв. 68–85–52–53, а также Варынгский участок) частях месторождения проницаемые прослоя вскрыты во всех скважинах, то в присводовой части восточной брахиантиклинали коллектора имеют линзовидное распространение, они не вскрыты ни в одной поисково-разведочной скважине, за исключением скв. 70. Между отдельными линзами коллекторов, вскрытыми эксплуатационными скважинами, наблюдаются обширные зоны полного замещения коллекторов плотными разностями песчано-алевритовых пород и аргиллитами. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в довольно узком диапазоне 0,3–8,3 м. При этом в большинстве скважин она не превышает 2,5 м, и только в единичных

скважинах оказалась выше этого показателя. Среднее значение толщины составляет 1,9 м.

В соответствии с представляемой моделью, в пласте ЮВ₁¹ выделяется 12 обособленных нефтяных залежей, 2 из которых относятся к типу пластовых литологически экранированных, а остальные 10 – к типу пластовых литологически ограниченных со всех сторон.

Покрышкой для залежей продуктивного пласта ЮВ₁¹ служит мощная глинистая толща георгиевской и баженовской свит позднеюрского возраста и подачимовской толщи, залегающей в основании куломзинской свиты раннемелового возраста. Суммарная толщина этой региональной покрышки изменяется в пределах месторождения от 30 м до 47 м.

ВНК залежи в районе скв. 59–70–81–76 проводится на а.о –2387,3 м, соответствующей а.о подошвы нижнего нефтенасыщенного по данным ГИС и испытания коллектора в скв. 76 и совпадающей с ней а.о кровли верхнего водонасыщенного по данным ГИС коллектора в скв. 92.

Пласт ЮВ₁¹ испытан в единичных поисково-разведочных скважинах. Промышленные безводные притоки нефти при отдельном испытании получены в 9 скв. Дебиты нефти при испытании изменяются от 1,3 м³/сут на уровне при депрессии 11,3 МПа в скв. 81 до 7,2 м³/сут при фонтанировании на штуцере диаметром 5 мм в скв. 59.

В 36 эксплуатационных скважинах пласт ЮВ₁¹ вскрыт перфорацией совместно с продуктивным пластом ЮВ₁²⁻³. В процессе проведения исследований в 11 скважинах (скв. 381, 439, 440, 441, 460, 480, 482, 562, 1041, 1042, 1067) зафиксированы притоки нефти той или иной интенсивности из проницаемых прослоев продуктивного пласта ЮВ₁¹, т.е. добыча осуществляется совместно из пластов ЮВ₁²⁻³ и ЮВ₁¹, а в 4 скважинах: скв. 374, 462, 496, 582, установлено отсутствие притока из пласта ЮВ₁¹.

Продуктивный **пласт АчБВ**₁₉ залегает в основании ачимовской толщи и распространен лишь в центральной и восточной частях месторождения.

Общая толщина пласта постепенно уменьшается в направлении с востока на запад от 28,0 м-до 3,8 м.

Проницаемые прослои в разрезе пласта распространены лишь в восточной половине месторождения. К западу от линии скважин 86–56–519–582–616–59–215 коллекторы не встречены ни в одной скважине.

От залегающего выше продуктивного пласта АчБВ₁₈ пласт АчБВ₁₉ отделяется порой маломощной, сокращающейся до единичного прослоя, но достаточно выдержанной и уверенно коррелируемой пачкой аргиллитов толщиной от 0,4 м-до 10,3 м. В подавляющем большинстве скважин толщина разделяющей пачки не превышает 2 м.

Залежь пластовая сводовая, вытянута с юго-запада на северо-восток, длина ее 10,5 км, ширина в южной части достигает 4 км, высота составляет 33 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются от 0,6 м-до 11,6 м и составляют в среднем 3,6 м.

ВНК северной части залежи находится в подавляющем большинстве случаев, по данным ГИС, в интервале абсолютных отметок от –2287,4 м, до –2294,2 м, на основании чего его поверхность можно принять на усредненном гипсометрическом уровне –2290 м. В южном направлении (район скв. 209) ВНК залежи плавно понижается до а.о –2310,7 м, соответствующей подошве нижнего проницаемого прослоя в скв. 209, уверенно интерпретируемого по данным ГИС как нефтенасыщенного. Нефтеносность до а.о –2305,9 м подтверждается результатами испытания скв. 209.

Испытания пласта АчБВ₁₉ проведены в 10 поисково-разведочных скважинах (всего испытано 13 объектов). Безводные притоки нефти при отдельном испытании получены в 6 скважинах, дебиты нефти при этом составили от 1,6 м³/сут на среднем динамическом уровне 1076 м в скв. 58 до 13,2 м³/сут на среднем динамическом уровне 522 м в скв. 205. Переливающих притоков при отдельном испытании пласта АчБВ₁₉ не получено.

Продуктивный пласт АчБВ₁₈ залегает в средней части разреза ачимовской фондаформы. К западу от линии скважин 203–208–67–92–215

кровля пласта примыкает к глинистой подачимовской толще, и он прекращает свое существование. Толщина пласта в стратиграфических границах при общей тенденции к постепенному уменьшению с востока на запад от 35,2 м – до 3,5 м несколько увеличивается в пределах восточной складки в северном направлении от 4,9 м – до 32,5 м.

Коллекторские прослои в разрезе пласта развиты на большей части месторождения. Они полностью замещаются плохопроницаемыми породами лишь в западной его части, вблизи границы распространения пласта, а также на небольшом участке восточного поднятия в районе скв. 616–619–3098.

Пласт АчБВ₁₈ перекрывается пачкой аргиллитов толщиной от 0,4 м – до 7,8 м, отделяющей его от продуктивного пласта АчБВ₁₇.

В продуктивном пласте АчБВ₁₈ выявлены две нефтяные залежи пластового сводового типа. Основная залежь приурочена к восточной брахиантиклинали и, соответственно, вытянута с юго-запада на северо-восток, длина ее 11,3 км, ширина – до 5,3 км, высота 36 м. В юго-западной части, в районе скв. 616–619–3098 залежь частично ограничена поверхностью замещения коллекторов. Если в южной части залежи значения эффективных нефтенасыщенных толщин в скважинах, не превышают 4–5 м, то в северной ее части они достигают 12–14 м даже в водонефтяной зоне. ВНК основной залежи отбивается в коллекторах в скважинах по результатам интерпретации материалов ГИС на абсолютных отметках от –2278,1 м – до –2280,8 м, что позволило принять его поверхность горизонтальной на усредненной абсолютной отметке –2280 м. Принятое положение ВНК заверено результатами испытания скв. 62, 84, 205 и 214, расположенных в различных частях залежи.

Пласт АчБВ₁₈ испытан в 15 поисково-разведочных скважинах (всего испытано 18 объектов), причем отдельные испытания проведены лишь в 7 скважинах. Безводные промышленные притоки нефти при отдельном испытании получены в 3 скважинах в пределах основной залежи. Дебиты

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

нефти составили от 8,2 м³/сут на уровне при депрессии 8,6 МПа в скв. 77 до 15,5 м³/сут на уровне при депрессии 12,3 МПа в скв. 62.

Продуктивный пласт АчБВ₁₇ залегает в середине разреза фондаформной части ачимовской клиноформы и распространен на всей площади месторождения, за исключением самой северо-западной его части (район скв. 201–202). Общая толщина пласта постепенно уменьшается с юго-востока на северо-запад от 26,8 м в скв. 1146 (вертикальная толщина) до 0,7 м в скв. 203.

Проницаемые прослои в разрезе пласта развиты непрерывно лишь в центральной и южной частях месторождения. К востоку от линии скважин 81–76–77 и к северу от линии скважин 208–235–1035–1042–385–63 расположена зона полного отсутствия коллекторов. На северной периклинали восточной брахиантиклинали проницаемые пропластки развиты в виде отдельных мелких линз. В пределах западной складки коллекторы присутствуют в разрезе пласта лишь в скв. 51.

Пласт АчБВ₁₇ перекрывается глинистой пачкой толщиной от 0,7 м – до 25,0 м отделяющей его от пласта АчБВ₁₆.

В продуктивном пласте АчБВ₁₇ выделяется 4 нефтяные залежи, частично или полностью ограниченные поверхностью замещения коллекторов. Основная залежь, наиболее крупная по площади и запасам, приурочена к присводовой и южной периклинальной частям восточного купола. Залежь пластовая сводовая, частично литологически ограниченная, вытянута с юго-запада на северо-восток, ее длина составляет 11 км, ширина – до 6,5 км, высота 56 м. Залежь с запада и частично с востока, ограничена внешним контуром нефтеносности, на севере, востоке и юге ее границей является линия полного замещения коллекторов. В северной части залежи значения эффективных нефтенасыщенных толщин не превышают, как правило, 4–6 м, реже 7–9 м, тогда как в центральной, сводовой части они достигают 10–12 м и более.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

ВНК основной залежи принимается горизонтальным на усредненной а.о –2280 м, совпадающей с а.о ВНК залежи пласта АчБВ₁₈, при колебаниях в скважинах от 0,5 м вверх до 0,7 м вниз. Нефтеносность можно считать заверенной результатами испытания скв. 209, до а.о –2278,7 м.

Пласт АчБВ₁₇ испытан в 12 поисково-разведочных скважинах (всего испытано 15 объектов), причем лишь в 5 скважинах испытания проведены отдельно, в остальных интервалы испытания охватывали одновременно 2–3 продуктивных пласта. Безводные промышленные притоки нефти из пласта АчБВ₁₇ при отдельном испытании получены в 4 скважинах. Дебиты нефти составили от 4,8 м³/сут на среднем динамическом уровне 713 м (скв. 214) до 39,7 м³/сут при фонтанировании через штуцер диаметром 8 мм (скв. 77).

Продуктивный **пласт АчБВ₁₆** является верхним в группе пластов АчБВ₁₆₋₁₉, распространенных в пределах месторождения исключительно в фондаформном залегании. Общая толщина пласта в стратиграфических границах постепенно уменьшается с востока на запад от 25,4 м в скв. 63 и 20,5 м в скв. 244 и 245 до 0,8 м в скв. 11 и 221. Пласт развит по всей площади месторождения.

Коллекторы в его разрезе развиты не повсеместно. В крайней западной и юго-западной частях месторождения находится зона полного отсутствия коллекторов.

От залегающего выше продуктивного пласта АчБВ₁₅² пласт АчБВ₁₆ отделен глинистой пачкой, толщина которой постепенно уменьшается с востока на запад от 49,7 м – до 0,6 м. В самой восточной части месторождения, к востоку от линии, соединяющей скв. 85–63–212–77–580–634–76, в разрезе этой пачки появляется водоносный по данным ГИС пласт, индексируемый как АчБВ₁₅³ толщиной от 9,8 до 34,0 м.

Основная залежь, самая крупная по площади и запасам углеводородов, приурочена к присводовой части восточного купола. Залежь по типу пластовая сводовая, частично литологически ограниченная, она вытянута с юго-запада на северо-восток, длина ее составляет 10,3 км, ширина – до 4,5

км, высота 59 м. Залежь почти полностью разделена на две неравные части субширотным врезом зоны полного отсутствия коллекторов. Значения эффективных нефтенасыщенных толщин в северной, большей по площади части залежи за счет некоторого увеличения общих толщин и опесчанивания разреза пласта, относительно выше, чем в южной половине, где они, как правило, в скважинах не превышают 3–4 м.

ВНК залежи в районе скв. 72–235 проводится на а.о –2280,2 м, соответствующей а.о подошвы нижнего нефтенасыщенного коллектора в скв. 72. Положение ВНК заверено результатами испытания этой скважины.

ВНК залежи в районе скв. 71 проведен на а.о –2302,7 м по подошве нижнего коллектора в этой скважине, нефтенасыщенного по данным ГИС, что подтверждается получением безводного притока нефти при испытании (правда, совместно с пластом АчБВ₁₅²).

Пласт АчБВ₁₆ испытан в 15 поисково-разведочных скважинах, в 5 из которых получены безводные притоки нефти (в т.ч. в 2 при совместном испытании с соседними пластами), а в 3 – притоки нефти с пластовой водой (в т.ч. в скв. 235 при совместном испытании с нижележащими пластами). Дебиты нефти при раздельном испытании составили от 8,7 м³/сут на уровне 1142 м (скв. 210) до 38,9 м³/сут при фонтанировании через штуцер диаметром 6 мм (скв. 219).

Продуктивный пласт АчБВ₁₅² приурочен к нижней половине пачки, включающей также продуктивный пласт АчБВ₁₅¹, переходящей в направлении с востока на запад от ундаформного к фондаформному залеганию. Общая толщина пласта в стратиграфических границах в направлении с востока на запад вначале несколько увеличивается от 8,6 м – до 19,6 м, а затем постепенно уменьшается до 2,3 м.

Рассматриваемый пласт сильно заглинизирован, от одного до четырех проницаемых прослоев в его разрезе развиты, в основном, лишь на периферии месторождения. В центральной его части присутствует лишь

несколько небольших песчаных линз, в присводовой части западной складки коллекторы не вскрыты ни в одной скважине.

От вышележащего пласта АчБВ₁₅¹ рассматриваемый пласт отделен маломощным глинистым прослоем толщиной от 0,4 м-до 6,8 м.

В пласте АчБВ₁₅² выявлено 6 небольших литологически ограниченных залежей, в трех из которых установлена промышленная нефтеносность, а три – предположительно нефтяные.

ВНК залежи в районе скв. 209, проводится на а.о –2257,8 м, также соответствующей подошве нижнего нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора в скв. 699. До а.о. –2253,5 м нефтеносность подтверждается получением притока чистой нефти в скважине 209.

Пласт испытан всего в 8 поисково-разведочных скважинах, в т.ч. раздельно в 6 скважинах, в 2 из которых, а именно в скв. 209 и 244, получены фонтанные притоки нефти дебитом, соответственно, 48 м³/сут и 53,3 м³/сут на штуцере диаметром 6 мм, а в одной – в скв. 86, приток нефти дебитом 4,3 м³/сут на уровне при депрессии 11,2 МПа.

Продуктивный пласт АчБВ₁₅¹ в восточной части месторождения приурочен к кровле ачимовской толщи, а в западной части, в зоне развития пласта АчБВ₁₄ – располагается в разрезе ниже последнего. Общая толщина пласта в стратиграфических границах в направлении с востока на запад, так же, как и в пласте АчБВ₁₅¹, вначале постепенно увеличивается от 6,5 м – до 21,8 м.

Пласт имеет очень сложное строение. В его разрезе преобладают глинистые породы. Один-два, реже три-пять проницаемых прослоев, приурочены, как правило, к верхней части пласта, гораздо реже – к средней его части. Проницаемые прослои развиты лишь в восточной половине месторождения, для них характерно прерывистое распространение, особенно в присводовой части поднятия, где пласты-коллекторы встречаются в виде отдельных сравнительно небольших по площади линз, между которыми расположены зоны полного замещения коллекторов.

В восточной половине месторождения, там, где пласт АчБВ₁₅¹ перекрывается глинистыми породами верхней подсвиты куломзинской свиты, от залегающего выше продуктивного пласта БВ₁₃ его отделяет пачка слабопроницаемых пород, толщина которой постепенно увеличивается с востока на запад, по мере отхода пласта АчБВ₁₅¹ от группы шельфовых пластов к ачимовской ундаформе, изменяясь от 0,9 м – до 61,8 м.

В западной половине месторождения от вышезалегающего пласта АчБВ₁₄ рассматриваемый пласт отделен глинистой пачкой, толщина которой постепенно уменьшается с юга на север от 44,1 м – до 5,8 м.

В пласте АчБВ₁₅¹ выделяется 17 обособленных литологически экранированных и литологически ограниченных со всех сторон залежей углеводородов, в т.ч. 4 нефтяные, 9 предположительно нефтяных, 2 газоконденсатные и 2 предположительно газоконденсатные.

Водонефтяной контакт залежи в районе скв. 1091 проводится на а.о – 2205 м, средней между а.о подошвы нижнего нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора в скв. 1091 (–2197,5 м) и а.о кровли верхнего коллектора в скв. 60 (–2212,6 м), водонасыщенного по данным ГИС.

ВНК залежи в районе скв. 75 проводится на а.о –2210,4 м, соответствующей подошве нижнего коллектора в скв. 205, нефтенасыщенного по данным ГИС.

ВНК залежи в районе скв. 1096 проводится на а.о –2184,5 м, средней между а.о подошвы нижнего коллектора в скв. 1096, нефтенасыщенного по данным ГИС (–2184,4 м) и а.о кровли верхнего коллектора в скв. 540, водонасыщенного по данным ГИС (–2184,6 м).

ВНК залежи в районе скв. 525–566 проводится на а.о –2179,9 м, средней между а.о подошвы нижнего коллектора в скв. 566, нефтенасыщенного по данным ГИС (–2179,4 м) и а.о кровли верхнего коллектора в скв. 533, водонасыщенного по данным ГИС (–2180,4 м).

ВНК залежи в районе скв. 70–1117 проводится на а.о –2201 м, средней между а.о подошвы нижнего нефтенасыщенного (–2199,9 м) и а.о кровли верхнего водонасыщенного (–2202,0 м) коллекторов в скв. 3088.

ВНК залежи в районе скв. 58–233–209 проводится на а.о –2227,5 м, соответствующей подошве нижнего коллектора в скв. 209, нефтенасыщенного по данным ГИС, что подтверждается получением безводного притока нефти при испытании.

ВНК залежи в районе скв. 1148 проводится на отметке –2191,5 м, соответствующей подошве последнего нефтенасыщенного по ГИС прослоя.

ВНК залежи в районе скважины 3164 принимается на отметке –2194,7 м, соответствующей подошве коллектора, интерпретируемого как нефтенасыщенный по ГИС. ВНК локально изменяется в районе скважины 1151, где водонасыщенные коллекторы вскрыты на а.о –2193,5 м.

Газоводяной контакт залежи в районе скв. 375 проводится на а.о –2192 м, средней между а.о подошвы нижнего коллектора в скв. 375, газонасыщенного по данным ГИС (–2190,6 м), и а.о кровли верхнего коллектора в скв. 62, водонасыщенного по данным ГИС (–2193,4 м).

ГВК залежи в районе скв. 212 проводится на а.о –2182,5 м, соответствующей подошве нижнего коллектора в этой скважине, газонасыщенного по данным ГИС, что подтверждается получением фонтана газа при испытании.

Пласт АчБВ₁₅¹ испытан в семи поисково-разведочных скважинах. Промышленные безводные притоки нефти при отдельном испытании получены в 4 скважинах, промышленные притоки газа – в 2 скважинах. Дебиты нефти при испытании составили от 8,7 м³/сут на среднем динамическом уровне 1050 м (скв. 214) до 45,2 м³/сут при фонтанировании на 6 мм штуцере (скв. 213). Притоки газа составили от 120 тыс. м³/сут на диафрагме диаметром 13,2 мм (скв. 212) до 233 тыс. м³/сут на диафрагме 16 мм (скв. 219). Дебит стабильного конденсата в скв. 219, в которой проводились соответствующие исследования, составил 18,2 м³/сут при

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

дебите газа 23,2 тыс. м³/сут при фонтанировании на 6 мм штуцере и диафрагме 8 мм на выходе из сепаратора.

Продуктивный пласт АчБВ₁₄ приурочен к кровле ачимовской толщи, соответствующей средней подсвите куломзинской свиты. Пласт развит лишь в западной части месторождения, к западу от линии скважин 86–235–72–519–82–209, в залегании, переходящем в направлении с востока на запад от ортоклиноформного к фундаформному. Общая толщина пласта в стратиграфических границах, вскрытая скважинами, постепенно увеличивается в направлении с северо-востока на юго-запад от 2,7 м – до 32,0 м.

Коллекторские прослои в разрезе пласта АчБВ₁₄ появляются лишь в крайней западной части месторождения, к западу от скв. 203–208–67.

Пласт АчБВ₁₄ перекрывается глинистыми породами верхней подсвиты куломзинской свиты. От продуктивного пласта БВ₁₃ его отделяет пачка слабопроницаемых пород, толщина которой постепенно увеличивается с северо-востока на юго-запад. В зоне развития коллекторов пласта АчБВ₁₄ она изменяется от 20,0 м-до 31,8 м.

Нефтяная залежь пласта АчБВ₁₄ приурочена к западному крылу западной брахиантиклинальной складки. Протяженность залежи с северо-востока на юго-запад составляет 8,8 км, ширина в северной части составляет 3 км, в южной – 5,5 км. Высота залежи достигает 49 м. По типу залежь является пластовой литологически экранированной.

В пределах залежи пробурено 5 поисково-разведочных скважин. ВНК проводится на абсолютной отметке –2328,7 м, соответствующей а.о подошвы нижнего коллекторского прослоя в скв. 221, нефтенасыщенного по данным ГИС. Нефтенасыщенность коллекторов до подошвы подтверждается получением безводного промышленного притока нефти дебитом 10,8 м³/сут на уровне 1030 м в процессе испытания этой скважины. Скв. 229, расположенная в 0,5 км за пределами внешнего контура, вскрыла кровлю водонасыщенных по данным ГИС коллекторов на а.о –2359,1 м.

Чисто НЗ приурочена к восточной части залежи, ее площадь составляет 68% от общей площади. На долю ВНЗ приходится, соответственно, 32% площади залежи.

Эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах нефтяной зоны изменяются по скважинам от 1,4 м до 12,2 м. Среднее значение $h_{э,н}$ по НЗ составляет 3,7 м, по ВНЗ 4,4 м.

Продуктивный *пласт* $БВ_{11}^2$. Выделена одна залежь. Залежь газонефтяная пластовая сводовая. ГНК принят на а. о –2078 м, ВНК – на а. о - 2084 м. Размеры залежи 15x9 км, высота 45 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется в пределах 3,2–8,1 м, составляя в среднем 3,95 м; эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 34 м.

Покрышкой пласта $БВ_{11}^2$ является хорошо выдержанная по простиранию глинистая пачка, разделяющая пласты $БВ_{11}^2$ и $БВ_{11}^1$, толщиной от 5 до 15 м.

В *пласте* $БВ_{10}^1$ выделена газонефтяная залежь, приуроченная к своду структуры. Залежь массивная с газовой шапкой высотой 25 м и нефтяной оторочкой. ГНК принят на а. о. –1985 м. Абсолютные отметки ВНК изменяются от –1990 м до –2000,7 м. Размеры залежи 11x10 км, высота 40 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 до 13,6 м, в среднем 7,1 м, эффективная газонасыщенная толщина от 0,9 до 21,4 м, в среднем 6,0 м.

Пласт $ПК_{20}$ подразделяется на три пачки: $ПК_{20}^3$, $ПК_{20}^2$, $ПК_{20}^1$ (рис. 2.42).

В *пласте* $ПК_{20}^1$ выявлены три небольшие залежи нефти.

Залежь в районе скв. №84 структурно-литологического типа ВНК проведен на а. о –1512 м. Размеры 3,2x1 км, высота 12,1 м, эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах 0,7 – 5,4 м.

Залежь в районе скв. 210 также структурно-литологического типа. ВНК проведен на а.о –1510,6 м. Размеры 1,1x1 км, высота 7,6 м, эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,7 до 3,4 м.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Залежь в районе скв. 60 литологического типа. ВНК проведен на а. о – 1510,3 м. Размеры 3,5 х 1,5 км, высота 19,8 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются в пределах 0,8 – 9,6 м, средняя величина для пласта ПК₂₀¹ – 2,5 м.

В *пласте ПК₁₉* выделены две залежи.

Основная газонефтяная залежь пластовая сводовая, частично литологически экранированная. ВНК принят на а. о –1457 м, ГНК – на а. о – 1438 м. Размеры 15,7 х 13 км, высота 50,3 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,2 м, средняя эффективная газонасыщенная – 3,4 м.

Выделенная небольшая нефтяная залежь имеет ВНК на а. о –1454 м.

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Литологические и основные фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов месторождения изучались по данным анализов керн, отобранного в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах, а также результатам комплексной интерпретации материалов ГИС.

Ниже даётся краткое описание ФЕС продуктивных пластов находящихся в эксплуатации. Характеристика их лабораторными определениями на керне приведена в таблице 2.2.1. В таблице 2.2.2. содержится информация о статистических рядах распределения проницаемости (ГИС – керн).

Таб. 2.2.1. Охарактеризованность лабораторными определениями фильтрационно – емкостных свойств продуктивных пластов Верхне-Колик-Еганского месторождения

Пласт	Количество лабораторных определений					
	Пористость		Проницаемость	Объемная плотность	Водоудерживающая способность	Карбонатность
	Вода	Керосин				
ПК ₁₉	1	34	2	34	1	34
ПК ₂₀	55	148	77	148	56	96
Итого:	56	182	79	182	57	130
БВ ₁₀	687	592	716	869	665	566
БВ ₁₁	711	804	716	876	706	726
Итого:	1398	1396	1432	1745	1371	1292
АчБВ ₁₅	16	95	39	95	16	95
АчБВ ₁₆	63	101	73	111	62	100
АчБВ ₁₇	44	81	67	83	44	80
АчБВ ₁₈	165	247	208	246	164	237
АчБВ ₁₉	108	159	125	159	107	150
Итого:	396	683	512	694	393	662
ЮВ₁¹ + ЮВ₁²⁻³	2018	2419	2135	2594	1980	2342
ЮВ ₃	202	228	203	227	201	192
ЮВ ₈	3	8	7	8	3	8
ЮВ ₉	4	7	4	7	4	7
ЮВ ₁₀	99	107	107	107	99	52
Итого:	2326	2769	2456	2943	2287	2601
ВСЕГО:	4176	5030	4479	5564	4108	4685

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Таб. 2.2.2. Верхне-Колик-Еганское месторождение

Статистические ряды распределения проницаемости продуктивных пластов находящихся в эксплуатации

Интервалы	ЮВ ₈	ЮВ ₃	ЮВ ₁	БВ ₁₆₋₁₉	БВ ₁₁	БВ ₁₀ ¹	ПК ₁₉	ПК ₂₀	ЮВ ₃	ЮВ ₁	БВ ₁₆₋₁₉	БВ ₁₀ ¹	БВ ₁₁	ПК ₂₀
изменения		число случаев, %												
Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	по данным геофизических исследований скважин								по данным лабораторного изучения керна					
1–5	41,5	53,4	17,6	65,4	2,1	0,9	16,1	8,0	45,0	24,5	49,0	1,9	1,9	20,0
5–20	19,5	25,8	19,0	11,6	12,7	7,1	21,6	12,9	41,3	45,9	37,0	7,7	4,2	20,0
20–50	35,2	12,9	20,5	12,5	14,7	12,8	10,4	9,4	12,5	16,4	11,7	14,9	9,2	8,3
50–100	1,3	1,7	23,1	8,0	15,8	16,3	6,1	9,2	1,3	7,4	2,3	27,3	18,6	15,0
100–200	0,6	2,2	9,0	2,0	18,7	24,7	26,4	30,0	0,0	3,8	0,0	15,2	25,3	18,3
200–300	0,6	0,3	2,7	0,3	15,6	16,2	13,6	12,2	0,0	1,2	0,0	12,0	12,2	6,7
300–400	0,0	0,5	1,1	0,2	10,2	12,1	3,3	4,9	0,0	0,4	0,0	5,8	7,0	5,0
>400	1,3	3,2	6,9	0,1	10,3	9,9	2,5	13,5	0,0	0,4	0,0	15,1	21,7	6,7

Коллекторы *пласта ЮВ₁₀* представлены песчаниками с единичными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники полимиктовые, мелкозернистые, средней крепости. Пористость меняется в пределах 12,1–19,3%, составляя в среднем 16,0%, проницаемость изменяется в пределах 1,0–45,0 мд, составляя в среднем 7,7 мд.

Пласт ЮВ₉, представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, мелкозернистые, плотные, крепкие. Пористость изменяется от 2 до 16%, проницаемость – от 0,05 до 1,1 мкм²×10³.

В разрезе пласта ЮВ₉ выделяются продуктивные пласты ЮВ₉² и ЮВ₉¹.

Пласт ЮВ₈ представлен переслаиванием песчаников и аргиллитов. Песчаники серые, мелко-среднезернистые, средней крепости, плотные, пористость меняется от 9 до 13%, а проницаемость – 0,05 до 1 мкм²×10³.

В разрезе пласта ЮВ₈ выделяются продуктивные пласты ЮВ₈² и ЮВ₈¹.

Отложения тюменской свиты

Терригенные отложения тюменской свиты аален-батского яруса среднего отдела юры включают в себя пласты ЮВ₂-ЮВ₃ и сложены в основном песчаниками, аргиллитами и прослоями алевролитов. Подробное литологическое описание пластов приведено ниже.

Пласты ЮВ₂-ЮВ₃ по данным исследования керн охарактеризованы в 19 разведочных скважинах (скв. 11, 58-р, 59, 60, 61, 65, 66, 70, 72, 75, 81, 82, 92, 203, 205, 209, 219, 234,235) и представлены переслаиванием песчаников, аргиллитов и единичных прослоев алевролитов.

Песчаники серые, бурые, светло-серые, буровато-серые, от тонко – до среднезернистых, средней крепости, крепкие, слабо слюдистые, с различным типом цемента содержат включения углистых растительных остатков. В разрезе песчаников наблюдается тонкая слоистость за счет буровато-серого аргиллита и растительного детрита. В скв. 11 отмечается вертикальная трещиноватость, которая заполнена кальцитом. В скв. 58, 60, 66, 70, 75, 82, 203, 219, 234 отмечается запах нефти и углеводородов на свежем изломе.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Алевролиты серые, светло-серые, крепкие, плотные, тонкозернистые, слюдистые, местами нитевидно-слоистые за счет прослоев буровато-серого аргиллита, с включением углистых растительных остатков и прослоев каменного угля толщиной до 10 см.

Аргиллиты серые, темно-серые до бурого, средней крепости, плотные, плитчатые, слюдистые, местами с раковистым изломом, с включением обугленных углефицированных растительных остатков и остатков фауны (скв. 58, 60, 219), включениями халькопирита (скв. 81) и пирита (скв. 11, 60, 81). В скв. 11, 58, 59, 60, 70, 75, 82, 203, 205, 234 отмечены прослои черного угля и углистого детрита.

Пределы изменения ФЕС и их средние значения приведены в следующей таблице:

Пористость, %			Проницаемость, мД			Карбонатность, %		
От	до	среднее/n	от	до	среднее/n	от	до	среднее/n
Все породы								
2.3	24.0	16.0/659	0.01	456.7	7.7/544	0.1	34.9	3.7/550
Породы-коллекторы								
13.3	24.0	16.9/579	1.0	456.7	10.5/501	0.1	31.1	3.1/477

Где n – количество образцов.

Отложения наунакской свиты

Продуктивные пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁²⁻³ стратиграфически приурочены к наунакской свите келловей-оксфордского яруса верхней юры.

Пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁²⁻³ с отбором керна охарактеризованы в 37 разведочных и 7 эксплуатационных скважинах и представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Песчаники серые, буровато-серые, светло-серые, мелко-среднезернистые до алевритистых, средней крепости, с различным типом цемента, слюдистые, содержат прослои и включения углефицированного растительного материала, включения пирита и остатки белемнитов. Иногда в

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

разрезе песчаников встречаются тонкие прослой аргиллита. В скв. 11, 59, 60, 61, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 70, 72, 75, 76, 77, 81, 82, 85, 87, 92, 202, 203, 204, 209, 212, 213, 215, 219, 221, 229, 235 в керне отмечается запах нефти и следы углеводородов на свежем сколе.

Алевролиты серые, светло-серые, слюдистые, слоистые за счет тонких нитевидных прослоев песчаника и аргиллита с остатками обуглившейся растительности и прослоями каменного угля до 10 см. Породы содержат вкрапления пирита и халькопирита.

Аргиллиты от серого до темно-серого цвета, средней крепости, плитчатые, с нитевидными прослоями песчаника и алевролита, с включением обугленных углефицированных растительных остатков и чешуек слюды, вкраплениями халькопирита и пирита. В скв. 87 в верхней части пласта при извлечении керна выделяет запах сероводорода. В разрезе аргиллитов отмечены прослой черного угля и углистого детрита.

Пределы изменения ФЕС и их средние значения приведены в следующей таблице:

Пористость, %			Проницаемость, мД			Карбонатность, %		
от	до	среднее/n	от	до	среднее/n	от	до	среднее/n
Все породы								
1.1	26.5	16.6/2608	0.001	2021.6	7.7/2137	0	82.5	2.7/2346
Породы-коллекторы								
13.9	26.5	17.4/2319	1.0	456	11.6/1939	0	23.8	1.3/2060

Где n – количество образцов.

Отложения ачимовской толщи

Пласт АчБВ₁₄ охарактеризован керном в 2 разведочных скважинах (скв. 11, 229) и представлен песчаниками с прослоями аргиллитов.

Песчаники серые, мелко-среднезернистые, уплотненные, средней крепости, в скв. 229 отмечены включения растительного углефицированного детрита. В скв. 11 – запах нефти.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Аргиллиты серые до темно-серых, крепкие.

Лабораторными исследованиями керна пласт не охарактеризован.

Пласт АчБВ₁₅ охарактеризован керном в 15 разведочных скважинах (скв. 65, 67, 70, 75, 82, 92, 202, 205, 208, 210, 213, 221, 243, 244, 245). По данным исследования керна пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, крепкие, средней крепости, слабо слюдистые, на глинистом цементе, местами тонкослоистые за счет прослоев темно-серого алевролита. В скважинах 75, 213, 244 отмечены включения растительных остатков и углистые прослои. В скв. 70, 75, 82, 213 керн с запахом нефти.

Аргиллиты серые до черного цвета, крепкие, монолитные с тонкими нитевидными прослоями алевролита, слабо слюдистые, с включением остатков обуглившейся растительности.

Алевролиты серые, светло-серые, крепкие, плотные, с тонкими нитевидными прослоями темно-серого аргиллита.

Пределы изменения ФЕС и их средние значения приведены в следующей таблице:

Пористость, %			Проницаемость, мД			Карбонатность, %		
От	до	среднее/n	от	до	среднее/n	от	до	среднее/n
Все породы								
2.1	25.5	17.5/95	0.001	108	0.39/39	0.1	41	6.0/95
Породы-коллекторы								
18.4	25.5	21.3/56	2.4	108	24.9/12	0.1	9.9	1.5/56

где n – количество образцов.

Пласт АчБВ₁₆ охарактеризован керном в 12 разведочных (скв. 63, 68, 70, 72, 75, 82, 86, 205, 208, 209, 210, 244) и 2 эксплуатационных (скв. 383, 3001) скважинах. По данным исследования керна продуктивный пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, средней крепости, уплотненные, с различным составом цемента, с прослоями аргиллита и растительного детрита и включениями остатков обуглившейся растительности. В скв. 82, 209, 210, 244 керн с запахом нефти на свежем изломе.

Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, с нитевидными прослоями алевролита, с включением растительного детрита.

Алевролиты серые, темно-серые, крепкие, с прослоями песчаника и аргиллита.

Пределы изменения ФЕС и их средние значения приведены в следующей таблице:

Пористость, %			Проницаемость, мД			Карбонатность, %		
От	до	среднее/n	от	до	среднее/n	от	до	среднее/n
Все породы								
2.5	24.6	18.5/112	0.001	88	3.07/73	0.2	46.4	4.7/100
Породы-коллекторы								
18.0	24.6	21.6/75	1.3	8.8	9.0/56	0.3	3.7	1.3/66

Где n-количество образцов.

Пласт АчБВ₁₇ охарактеризован керном в 12 разведочных (70, 72, 75, 86, 205, 209, 210, 212, 213, 214, 219, 221) и 1 эксплуатационной (3001) скважинах. По данным исследования керна продуктивный пласт представлен переслаиванием песчаников и аргиллитов с редкими прослоями алевролитов.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, средней крепости, прослоями уплотненные, слабо слюдистые, с тонкими прослоями алевролита, с различным составом цемента. В скв. 229 отмечено малочисленное содержание растительного углефицированного материала. В скв. 70, 75, 209, 210, 212, 214, 219 отмечен быстроисчезающий запах нефти на свежем сколе.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Аргиллиты серые, темно-серые, крепкие, плотные, массивные, местами плитчатые, слюдистые, с редкими прослоями алевролита от светло – до темно-серого, крепкого и песчаника светло-серого.

Пределы изменения ФЕС и их средние значения приведены в следующей таблице:

Пористость, %			Проницаемость, мД			Карбонатность, %		
от	до	среднее/n	от	до	среднее/n	от	до	среднее/n
Все породы								
1.9	24.9	17.2/83	0.01	99.2	1.59/67	0	45	7.9/80
Породы-коллекторы								
18.2	24.9	21.8/54	1.6	99.2	11.85/42	0	1.9	0.7/51

Где n – количество образцов.

Пласт АчБВ₁₈ охарактеризован керном в 12 разведочных скважинах (скв. 52, 70, 72, 75, 77, 86, 205, 209, 212, 213, 214, 219). По данным исследования керна пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, средней крепости, местами до крепкого, слабо слюдистые, с различным составом цемента с редкими прослоями алевролита. В скв. 75 отмечены остатки обуглившейся растительности. В скв. 72, 75, 77, 209, 212, 213, 214, 219 отмечен быстроисчезающий запах нефти на свежем сколе.

Аргиллиты серые, темно-серые, средней крепости, плотные, массивные, плитчатые, слюдистые, с нитевидными прослоями песчаника и алевролита.

Алевролиты серые, темно-серые, крепкие, плотные, слюдистые, с прослоями светло-серого и темно-серого аргиллита. В скв. 77 встречаются углефицированные прослои.

Пределы изменения ФЕС и их средние значения приведены в следующей таблице:

Пористость, %			Проницаемость, мД			Карбонатность, %		
от	до	среднее/n	от	до	среднее/n	от	до	среднее/n
Все породы								
2.2	25	18.1/247	0.01	91.6	1.52/208	0.1	38.3	4.7/237
Породы-коллекторы								
17.7	25.0	21.0/169	1.0	91.6	5.2/139	0	12.8	1.5/162

Пласт АчБВ₁₉ охарактеризован керном в 7 разведочных скважинах (скв. 65, 70, 77, 205, 209, 212, 219). По данным исследования керна продуктивный пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, средней крепости, слабо слюдистые, с тонкими прослоями аргиллита и алевролита. В скв. 70 отмечены прослой растительного углефицированного детрита. В скв. 70, 77, 219 отмечен быстроисчезающий запах нефти на свежем сколе.

Аргиллиты серые, темно-серые, крепкие, плотные, массивные, местами плитчатые, с нитевидными прослоями песчаника, с включением остатков углефицированного материала.

Алевролиты серые, темно-серые, крепкие, плотные.

Пределы изменения ФЕС и их средние значения приведены в следующей таблице:

Пористость, %			Проницаемость, мД			Карбонатность, %		
от	до	среднее/n	от	до	среднее/n	от	до	среднее/n
Все породы								
3.4	23.8	17.5/159	0.001	27.6	2.8/125	0.2	36.8	4.2/150
Породы-коллекторы								
16.8	23.8	19.6/123	1.0	27.6	4.6/104	0.2	6.1	1.03/117

Где n – количество образцов.

Продуктивный **пласт БВ₁₁** представлен, в основном, песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

По данным исследования керна пористость пласта БВ₁₁ изменяется в пределах от 0,5 до 29,9%, составляя в среднем 22,9%, проницаемость меняется от 0,001 до 1522 мД, в среднем 100,8 мД.

Продуктивный *пласт БВ₁₀* представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. По данным исследования керна, пористость пласта БВ₁₀ меняется от 2,7 до 36%, составляя в среднем 23,7%, проницаемость меняется от 0,001 до 2103 мД, в среднем 71,1 мД.

Пласт ПК₂₀ представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Пористость по керну изменяется от 3,2 до 30,1%, проницаемость от 0,001 до 986 мД. Средняя пористость 20,4%, средняя проницаемость –7,1 мД.

Пласт ПК₁₉ представлен переслаиванием песчаников, песков, аргиллитов и алевролитов.

Пористость изменяется от 2,8 до 30,1%, проницаемость изменяется от 0,04 до 6 мД, средняя 0,44 мД.

2.5 Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды

Физико-химические свойства нефтей, свободного и растворенного газа и конденсата по залежам месторождения изучались по данным исследования поверхностных и глубинных проб нефти и газа.

Всего по месторождению выполнено 320 качественных анализов, в том числе 144 анализа по 17 поисково-разведочным и 176 анализов по 41 эксплуатационной скважине.

Свойства нефтей

Пласты группы ПК

Из продуктивных пластов ПК₁₁, ПК₁₃, ПК₁₈, ПК₁₉, ПК₂₀¹, ПК₂₁ отобраны и исследованы 17 поверхностных и 3 глубинные пробы нефти.

По результатам исследования поверхностных проб плотность нефти изменяется в пределах 0,909–0,939 г./см³. Кинематическая вязкость при 20°С

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

составляет 0,9–3,2 см²/с, при 50°С – 0,2–0,5 см²/с. Содержание серы составляет 0,35–0,72%, парафинов – 1,12–2,57%, температура плавления парафина 50–57°; асфальтенов – 0,35–1,95%, смол силикагелевых – 4,65–11,11%. Выход светлых фракций до 300°С составляет 10,5–25,0%.

В целом нефть по залежам пластов ПК является тяжелой, смолистой, сернистой с незначительным выходом светлых фракций.

Пласты группы БВ

Залежи продуктивных пластов группы БВ по характеру насыщения объединены в нефтяные и нефтегазоконденсатные.

К нефтяным относятся залежи продуктивных пластов БВ₁₀² и БВ₁₃. Залежь пласта БВ₁₀² охарактеризована 6 поверхностными и 4 глубинными пробами нефтей.

По результатам исследования поверхностных проб плотность нефти изменяется в пределах 0,842–0,857 г./см³. Кинематическая вязкость составляет при 20°С 6,82–9,19 см²/с, при 50°С – 3,45–4,25 см²/с. Содержание серы изменяется в пределах 0,18–0,30%, парафинов 3,63–5,20%, смол силикагелевых 4,08–6,76%, асфальтенов 0,15–0,58%. Выход светлых фракций до 300°С составляет 45–50%, молекулярный вес достигает 198–204.

По результатам исследования глубинных проб способом однократного разгазирования пластовая нефть имеет плотность в среднем 0,628 г./см³, сепарированная – 0,833 г./см³. Газосодержание составляет 276,63 м³/т, объемный коэффициент 1,73. Динамическая вязкость пластовой нефти равна 0,38 мПа·с, усадка 42,2%.

По результатам ступенчатой сепарации плотность пластовой нефти составляет 0,683 г./см³, сепарированной – 0,811 г./см³. Газосодержание равно 230,29 м³/т, объемный коэффициент 1,45. Давление насыщения в среднем составляет 19,4 МПа.

Нефтегазоконденсатные залежи в пластах БВ₉, БВ₁₀¹, БВ₁₁² охарактеризованы 18 поверхностными и 10 глубинными пробами пластовых нефтей.

По результатам исследования поверхностных проб нефть имеет плотность в среднем равную $0,888 \text{ г./см}^3$. Кинематическая вязкость при 20°C составляет $48,77 \text{ см}^2/\text{с}$, при 50°C – $13,59 \text{ см}^2/\text{с}$. Содержание серы равно $0,31\%$, парафинов – $2,38\%$, смол силикагелевых – $7,23\%$, асфальтенов – $0,67\%$. Выход светлых фракций до 300°C составляет 54% , молекулярный вес достигает 256.

По результатам исследования глубинных проб способом однократного разгазирования пластовая нефть имеет плотность $0,706 \text{ г./см}^3$, сепарированная – $0,846 \text{ г./см}^3$. Газосодержание составляет $185,75 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент 1,44, усадка – $29,91\%$. Динамическая вязкость пластовой нефти $0,94 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. По результатам ступенчатой сепарации плотность пластовой нефти составляет $0,730 \text{ г./см}^3$, сепарированной $0,833 \text{ г./см}^3$. Газосодержание равно $153,79 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент – 1,32. Давление насыщения составляет $18,1 \text{ МПа}$.

В целом нефти пластов группы БВ являются малосернистыми, парафинистыми, смолистыми.

Пласты группы АчБВ

В группе ачимовских пластов АчБВ₁₄ – АчБВ₁₉ все залежи, кроме газоконденсатных залежей в пласте АчБВ₁₅¹, являются нефтяными и характеризуются сходством физико-химических свойств нефтей. Всего для залежей нефти приняты для расчетов средних параметров 16 поверхностных и 24 глубинных проб нефти.

По результатам исследования поверхностных проб нефть имеет в среднем плотность $0,828 \text{ г./см}^3$. Содержание серы – $0,24\%$, парафина $3,91\%$, смол силикагелевых $4,06\%$, асфальтенов – $0,32\%$. Выход светлых фракций до 300°C – 60% .

По результатам исследования глубинных проб способом однократного разгазирования средняя плотность пластовой нефти – $0,583 \text{ г./см}^3$, сепарированной – $0,820 \text{ г./см}^3$. Газосодержание – $375 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент 1,988, усадка $48,38\%$, динамическая вязкость пластовой нефти – $0,46 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Таким образом, нефть продуктивных пластов ачимовской толщи является малосернистой, парафинистой, смолистой и относится к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов.

Горизонт ЮВ₁

Залежи нефти горизонта ЮВ₁ охарактеризованы исследованиями по 56 поверхностным пробам в 49 скважинах и глубинными пробам: 51 при однократном разгазировании (в 31 скважине) и 19 при ступенчатой (13 скважин) сепарации.

Нефть пласта ЮВ₁¹ по результатам исследования поверхностных проб имеет плотность в среднем 0,841 г./см³, кинематическая вязкость при 20°C составляет 6,87 см²/с, содержание серы в среднем – 0,36%, парафина – 4,64%, смол силикагелевых – 3,60%, асфальтенов – 0,5% и выход светлых фракций до 300°C – 54,1%.

Нефть является малосернистой, парафинистой, малосмолистой с высоким содержанием светлых фракций.

Нефть пласта ЮВ₁²⁻³ по результатам исследования поверхностных проб имеет плотность в среднем 0,836 г./см³, кинематическую вязкость при 20°C – 6,19 см²/с, содержание серы в среднем 0,22%, парафина 5,04%, смол силикагелевых 4,15%, асфальтенов 0,35% и выход светлых фракций до 300°C – 53,2%.

По результатам исследования глубинных проб нефти способом однократного разгазирования пластовая нефть имеет плотность 0,642 г./см³, сепарированная – 0,832 г./см³. Газосодержание – 271,54 м³/т, объемный коэффициент – 1,71, усадка – 41,5%. Давление насыщения в среднем в среднем – 20,6 МПа. Динамическая вязкость пластовой нефти равна 0,46 мПа·с.

По результатам ступенчатой сепарации плотность пластовой нефти составляет 0,655 г./см³, сепарированной 0,808 г./см³, объемный коэффициент – 1,527, газосодержание равно 240 м³/т.

Пласты группы ЮВ₂₋₁₀

Свойства нефтей по этой группе пластов изучены только по пластам ЮВ₂ и ЮВ₁₀.

Залежь пласта ЮВ₂ охарактеризована 2 поверхностными пробами, по результатам исследования которых плотность нефти составляет 0,825 г./см³. Кинематическая вязкость при 20°C равна 8,50 см²/с, при 50°C – 4,50 см²/с. Содержание серы составляет 0,10%, парафинов – 12,32%, смол силикагелевых – 4,85%, асфальтенов – 0,20%. Выход светлых фракций до 300°C составляет 45,5%.

По результатам проведенных исследований можно сказать, что нефть залежей продуктивного пласта ЮВ₂ является малосернистой, парафинистой, малосмолистой, по углеводородному составу относится к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов.

Нефть пласта ЮВ₁₀ худосейской свиты изучена по одной поверхностной и трем глубинным пробам нефти. По результатам исследования поверхностной пробы плотность нефти составляет 0,847 г./см³. Кинематическая вязкость при 50°C – 5,8 см²/с. Содержание серы равно 0,14%, парафинов – 12,08%, смол силикагелевых – 5,73%, асфальтенов – 0,33%. Выход светлых фракций до 300°C составляет 44%.

По результатам исследования глубинных проб давление насыщения нефти равно 25,2 МПа, при однократном разгазировании пластовая нефть имеет плотность 0,690 г./см³, сепарированная 0,826 г./см³. Газосодержание составляет 205,87 м³/т, объемный коэффициент 1,44, усадка 30,71. Динамическая вязкость пластовой нефти равна 0,83 мПа·с.

По результатам ступенчатой сепарации плотность пластовой нефти составляет 0,690 г./см³, сепарированной – 0,813 г./см³. Газосодержание равно 185,68 м³/т, объемный коэффициент – 1,37.

Компонентный состав пластовой нефти Верхне-Колик-Еганского месторождения представлен в таблице.

Таблица 2.1.1. Компонентный состав пластовой нефти

№ скв	Интервал опробования, м	Дата отбора	P _{пл} , МПа	T _{пл} , °С	С о д е р ж а н и е, % мол.										Молекулярная масса, (г/моль)		
					метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексаны	гептаны	октаны	дегазир. нефти	плас-товой нефти	остатк
Поисково-разведочные скважины																	
Пласт ПК₁₉																	
72	1560–1564	12.88	15.3	47	24.76	0.51	0.15	0.04	0.09	0.11	0.08	C _{6+в} – 74.17			-	209.10	-
Пласт БВ₁₁²																	
82	2194–2196	08.88	21.1	65	42.64	2.32	0.26	1.60	0.18	0.73	0.07	C _{6+в} – 52.06			-	116.60	-
Пласт ЮВ₁²⁻³																	
72	2478–2485	09.88	24.0	77	42.22	6.61	9.71	2.61	4.20	1.76	1.63	2.15	-	-	163	73	183
		09.88	24.0	77	40.11	6.71	10.01	2.71	4.37	2.08	1.92	2.48	-	-	175	79	198
Эксплуатационные скважины																	
Пласт Ач																	
3003	2425–2435	02.96	23.0	71	46.23	5.74	9.51	3.00	4.64	2.12	2.07	4.03	3.16	1.84	174	67	227
Пласт ЮВ₁²⁻³																	
432	2557–2564	02.96	25.0	77	27.20	5.30	10.22	3.74	6.01	2.82	2.79	5.97	5.12	3.18	179	101	248
454	2520–2525	02.96	25.0	77	30.86	5.05	9.10	3.06	4.85	2.29	2.29	4.86	4.31	2.72	174	96	222
487	2501–2506	02.96	25.0	77	26.11	4.94	10.23	3.96	6.56	3.35	3.35	7.77	6.30	3.82	180	102	279

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

491	2498–2505	02.96	25.0	77	29.40	4.86	9.64	3.56	5.82	2.88	2.86	6.07	5.20	3.14	177	98	247
493	2550–2558	02.96	25.0	77	28.67	5.15	10.20	3.85	6.40	3.27	3.26	7.07	6.00	3.62	180	97	274
502	2543–2551	04.94	25.0	77	17.21	5.23	11.47	4.29	7.22	3.52	3.50	7.60	6.52	3.95	179	117	268
514	2531–2548	02.96	25.0	77	26.14	5.42	10.16	3.38	5.39	2.52	2.48	5.40	4.53	2.65	173	102	225
521	2602–2613	02.96	25.0	77	28.25	5.44	9.74	3.31	5.24	2.60	2.46	5.18	4.40	2.63	170	96	220
532	2533–2548	02.96	25.0	77	18.60	4.38	9.59	3.94	6.68	3.37	3.34	7.24	6.21	3.83	172	115	244
539	2502–2512	02.96	25.0	77	26.67	4.87	9.43	3.26	5.15	2.40	2.35	4.96	4.13	2.76	171	102	216
616	2634–2653	02.96	25.0	77	48.74	5.46	9.05	2.93	4.55	2.14	2.08	4.21	3.33	1.97	184	67	249
112 3	2520–2529	02.96	25.0	77	41.03	5.08	9.54	3.13	4.69	2.19	2.17	4.50	3.59	2.15	170	76	220

Систематизируя изменение физико-химических свойств нефтей месторождения по разрезу можно отметить, что нефти продуктивных пластов ПК и АВ отличаются низким содержанием светлых фракций и высокими плотностями, а также малым содержанием парафинов. Эти нефти относятся к смешанному типу с преобладанием нафтеновых углеводородов. По результатам инфракрасной спектрометрии они относятся к 1 группе тяжелых нафтеново-ароматических нефтей. Основную роль в структуре нефти играют ароматические углеводороды; нефть окислена.

Вниз по разрезу отмечается постепенный переход от тяжелых к более легким нефтям, от сернистых к малосернистым, от малопарафинистых к парафинистым. Увеличивается выход светлых фракций.

Нефти валанжин-готерив-барремского и юрского возраста относятся к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов. По результатам инфракрасной спектрометрии они относятся к III группе легких парафинистых нефтей с присутствием легких нафтенов. Значительную роль в структуре нефти играют парафины.

Свойства природных газов и конденсатов

Пласты группы ПК

Газовые залежи, установленные в пластах ПК₁, ПК₁₂, ПК₁₄, ПК₁₇², ПК₂₀² и ПК₂₂, охарактеризованы только одной устьевой пробой свободного газа (пласт ПК₁₇ скв. 71 инт. 1506–1530 м).

Газ является сухим, содержание метана составляет 92,88%. Из тяжелых гомологов присутствует этан в количестве 0,94%, пропан – 0,05%, бутаны – 0,04%, пентан + высшие не обнаружены. Содержание азота 4,87%, гелий и аргон присутствуют в незначительном количестве, соответственно, 0,01% и 0,04%. Сероводород не обнаружен, углекислый газ содержится в количестве 1,18%. Относительная плотность по воздуху составляет 0,593. Величина среднекритического давления 4,67 МПа, критической температуры – 189,90 °К.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Нефтяные залежи пластов ПК₆, ПК₁₁, ПК₁₈, и ПК₂₀³ охарактеризованы также только одной устьевой пробой газа. По результатам исследования устьевой пробы в растворенном газе содержится метана 94,12%, этан не обнаружен, пропана – 0,01%, бутанов – следы, пентан + высшие не отмечены. Содержание азота – 5,32%. Гелий, аргон и водород присутствуют в незначительном количестве, соответственно, 0,02%, 0,04% и 0,37%. Сероводород не обнаружен, углекислый газ определен в количестве 0,12%. Относительная плотность по воздуху составляет 0,577. Газ имеет метановый состав.

Газонефтяные залежи содержатся в продуктивных пластах ПК₁₃⁰, ПК₁₃, ПК₁₉, ПК₂₀¹ и ПК₂₁. Они охарактеризованы пробами флюидов значительно лучше. Всего выполнено 7 анализов газа газовых шапок и 7 анализов растворенного газа.

По результатам исследования устьевых проб растворенный газ содержит метана 90,61–98,36%, этана – 0,64–1,57%, пропана – 0,01–0,06%, бутанов до 1,31%, пентан + высшие в большинстве случаев отсутствуют. Сероводород не обнаружен, углекислый газ содержится в количестве 0,12–7,73%. Азот, гелий, аргон и водород присутствуют в незначительном количестве – сотые доли процента. Относительная плотность по воздуху составляет 0,563–0,603.

Таблица 2.1.2. Компонентный состав растворенного в нефти газа по глубинным пробам нефти (однократное разгазирование)

№ скв.	№ пробоотборника	Интервал испытания, м	Плотность газа в ст. усл., кг/м ³	С о д е р ж а н и е, % мол.										
				метана	этана	пропан а	изо-бутана	н-бутан а	изо-пентана	н-пентана	гексано в	гептаов	азота+ редких	углекислого газа
Поисково-разведочные скважины														
Пласт ПК₁₉														
72		1560–1564	0.741	95.48	1.83	0.44	0.08	0.15	0.09	0.05	1.54	0	0.34	
Пласт БВ₁₁²														
82		2194–2196	0.836	88.89	4.70	0.48	2.45	0.25	0.63	0.05	2.26	0	0.29	
Пласт ЮВ₁²⁻³														
72	3375/3	2478–2485	1.198	34.40	10.57	22.52	8.84	11.74	4.94	3.76	2.18	-	0.42	0.62
	3376/1	-»-	1.128	39.46	10.92	20.12	6.72	10.76	4.85	3.61	2.75	-	0.00	0.79
	3392/1	-»-	1.167	36.25	11.03	21.03	8.28	11.69	4.64	3.45	2.10	-	0.75	0.68
Эксплуатационные скважины														
Пласт Ач														
3003	1	2425–2435	1.199	62.55	7.70	12.37	3.63	5.36	1.97	1.74	1.88	0.69	1.25	0.69
Пласт ЮВ₁²⁻³														
432	1	2557–2564	1.366	50.77	9.68	17.36	5.42	7.91	2.48	2.09	1.97	0.70	0.64	0.81
454	1	2520–2525	1.261	57.11	9.15	15.35	4.42	6.36	2.02	1.72	1.61	0.59	0.76	0.77
487	1	2501–2506	1.426	48.49	8.98	17.31	5.73	8.61	2.95	2.51	2.57	0.87	0.89	0.89
491	1	2498–2505	1.341	53.22	8.62	15.97	5.08	7.57	2.54	2.16	2.05	0.73	1.06	0.81
493	1	2550–2558	1.398	50.51	8.90	16.53	5.42	8.24	2.90	2.48	2.45	0.87	0.70	0.80

502	1	2543–2551	1.530	39.18	11.53	22.79	6.87	10.16	3.02	2.49	2.20	0.76	0.38	0.46
514	1	2531–2548	1.334	51.36	10.39	17.98	5.03	7.22	2.20	1.83	1.72	0.59	0.75	0.79
521	1	2602–2613	1.318	52.50	9.89	16.49	4.79	6.88	2.29	1.84	1.71	0.60	1.27	1.59
532	1	2533–2548	1.460	44.63	10.14	19.84	6.46	9.56	2.87	2.35	2.04	0.70	0.51	0.75
539	1	2502–2512	1.300	53.97	9.60	17.09	4.93	6.97	2.09	1.72	1.54	0.52	0.60	0.83
616	1	2634–2653	1.188	64.60	7.18	11.56	3.51	5.21	2.00	1.77	2.03	0.77	0.43	0.77
1123	1	2520–2529	1.220	61.25	7.49	13.48	4.02	5.65	2.00	1.75	1.84	0.65	1.02	0.70

Таблица 2.1.3. Компонентный состав растворенного в нефти газа по глубинным пробам нефти (ступенчатая сепарация)

№ скв.	№ ступени	Интервал испытания, м	Плотность в станд. усл., кг/м ³	С о д е р ж а н и е, % мол.										
				метан	этана	пропана	изобутана	н-бутана	изопентана	н-пентана	гексаны	гептаны	азота + редких	углекислого газа
<i>Поисково-разведочные скважины</i>														
Пласт ПК₁₉														
72		1560–1564	0.695	97.43	1.53	0.24	0.03	0.05	0.02	0.02	0.36		0	0.32
Пласт БВ₁₁²														
82		2194–2196	0.739	93.02	4.51	0.33	1.13	0.09	0.18	0.01	0.44		0	0.29
Пласт БВ₁₃														
64		2296–2304	1.076	64.52	11.76	14.59	2.88	3.71	0.80	0.62	0.65		0.41	0.06
Пласт ЮВ₁²⁻³														
72	1	2478–2485	0.905	58.58	10.87	14.95	4.02	5.05	1.73	1.24	0.51	-	1.83	0.86
	2	– «–	0.916	57.05	11.93	16.03	4.14	4.80	1.76	1.24	0.55	-	1.27	0.88

	3	– «-	1.071	41.23	14.94	23.80	6.17	7.24	2.42	1.72	0.79	-	0.38	0.93
	4	– «-	1.357	22.25	15.82	31.92	9.47	11.95	9.71	2.62	0.99	-	0.02	0.75
	5	– «-	2.134	3.14	7.96	27.66	11.48	15.02	4.72	28.68	0.79	-	0.00	0.27
72	1	2478–2485	0.808	70.88	11.11	9.63	1.97	2.24	0.73	0.52	сл.	-	1.96	0.97
	2	– «-	0.965	49.67	18.39	18.76	3.85	4.55	1.36	0.99	0.56	-	0.37	1.16
	3	– «-	1.128	33.37	23.11	27.33	5.91	5.78	1.45	1.06	0.47	-	0.19	1.03
	4	– «-	1.834	4.28	12.91	43.13	14.11	16.46	4.40	2.89	0.94	-	0.00	0.43

Таблица 2.1.4. Компонентный состав свободного газа

№ скв.	Интервал испытания, м	С о д е р ж а н и е, % мол.										
		метана	этана	пропана	изобутана	н-бутана	изопентана	н-пентана	С ₆₊ высшие	азота+редких	углекислого газа	
Пласт ПК₁₉												
72	1560–1564	98.75	0.58	0.11	0.01	0.02	0.19	0.01	0.17	0.01	0.15	
Пласт БВ₁₁												
60	2157–2167	93.19	2.21	0.84	0.81	0.27	0.28	0.08	1.74	0.32	0.26	

Таблица 2.1.5. Физико-химические свойства пластового газа

№ скв.	Интервал опробования	Р _{пл} ,	Т _{пл} ,	Объемный	Усадка	Коэф. сжимаемости	Мол. вес	Содержание конденсата, г/м ³	Плотность газа	Р _{кр} , МПа	Т _{кр} , °К
						-					

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

	глубина, м абс. отм	МПа	°С	коэф. пласт. нефти	%	$\frac{1}{\text{МПа} \cdot 10^{-4}}$	газа	стабильный	сырой	абс., г/л	относит .		
Пласт ПК₁₉													
72	<u>1560.0–1564.0</u> -1447.2–1451.2	15.31	47	0.0059	169.95	0.840	16.49	4.92	5.15	0.686	0.569	4.61	191
Пласт БВ₁₁													
60	<u>2157.0–2167.0</u> -2044.2–2054.2	21.20	63	0.0045	224.38	0.840	18.84	70.05	80.26	0.783	0.650	4.59	203

Пласты группы БВ

В пласте БВ₁₀² по результатам исследования глубинных проб пластовых нефтей изучен состав растворенного газа. Растворенный газ содержит метана в среднем 72,56%, этана – 10,45%, пропана – 10,40%, бутанов – 4,41%, пентан + высшие – 1,06%. Сероводород отсутствует, из негорючих компонентов определен углекислый газ (0,23%) и азот (0,87%). Относительная плотность по воздуху составляет 0,963.

Нефтегазоконденсатные залежи содержатся в пластах БВ₉, БВ₁₀¹, БВ₁₁¹, БВ₁₁², БВ₁₂, а газоконденсатные в пластах БВ₁, БВ₂, БВ₃, БВ₆, БВ₇₋₈, БВ₁₁¹ и БВ₁₃. Эта группа наиболее полно охарактеризована анализами и представлена 18 поверхностными и 10 глубинными пробами пластовых нефтей, 7 анализами устьевых проб газа. По скважинам 58 бис, 62, 72 и 77 проведены промысловые газоконденсатные исследования, в процессе проведения которых отбирались пробы сырого конденсата и газа сепарации, и по трем объектам выполнен полный лабораторный комплекс исследования газоконденсатной системы с определением состава пластового газа и коэффициента извлечения. Пластовый газ имеет следующий состав: содержание метана – 94,93%, этана – 1,87%, пропана – 0,20%, бутанов – 0,44%, пентан + высшие 1,81%. Углекислый газ содержится в количестве 0,23%, азот – 0,52%.

Содержание метана составляет 91,46–96,29%, этана 1,22–2,39%, пропана – 0,02–2,05%, бутанов – 0,17–1,36%, пентана + высшие до 0,75%. Относительная плотность по воздуху – 0,581–0,625. Сероводород не обнаружен, содержание углекислого газа достигает 1,36%. Инертные газы содержатся в незначительном количестве. Содержание азота в пределах 0,46–5,99%. Величина среднекритического давления составляет 4,71 МПа, среднекритической температуры – 195,36°K.

Конденсаты являются малосернистыми (0,001–0,023%), малопарафинистыми (не более 0,01%). Стабильный конденсат имеет плотность 0,752–0,792 г./см³, кинематическая вязкость при 20°С составляет

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

0,882–1,368 см²/с. Молекулярный вес изменяется в пределах 97–114. Следует отметить, что с повышением температуры кипения возрастает плотность, кинематическая вязкость и показатель преломления.

По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к преимущественно нафтеновому и метано-нафтеновому типам. Некоторое отличие групповых и фракционных составов конденсатов объясняется различными пластовыми условиями, а также условиями отбора и сепарации.

По результатам исследования поверхностных проб, отобранных в процессе испытания скважины, плотность стабильного конденсата составляет 0,773 г./см³. Содержание серы – 0,04%, парафинов – 0,27%, смол силикагелевых – 1,21%, асфальтенов – 0,06%. Выход светлых фракций, выкипающих до 300°С, составляет 88,5%.

Пласты группы АчБВ

По группе ачимовских пластов (АчБВ₁₄-АчБВ₁₉) отобрано 6 устьевых проб.

По результатам исследования устьевых проб растворенный газ имеет следующий состав: метана – 62,55%, этана – 7,70%, пропана – 12,37%, бутанов – 3,63%, пентана + высшие – 1,74%. Сероводород не обнаружен, содержание углекислого газа – 0,69% и азота – 1,25%. Относительная плотность газа по воздуху – 0,787. По сравнению с верхними нефтегазоконденсатными комплексами, растворенный газ ачимовских залежей обогащен тяжелыми фракциями УВ.

Горизонт ЮВ-1

По залежам нефти пласта ЮВ₁ анализы растворенного газа выполнены на 12 устьевых и 72 глубинных пробах, соответственно в 12 и 13 скважинах.

По результатам исследования устьевых проб пласта ЮВ₁¹ растворенный газ содержит: метана – 69,92%, этана – 11,33%, пропана – 7,85%, бутанов – 4,86%, пентана + высших – 2,23%. Из негорючих компонентов присутствует углекислый газ – 0,80% и азот – 3,01%,

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

определены следы инертных газов аргона, гелия и водорода. Относительная плотность по воздуху составляет 0,830.

По результатам исследования устьевых проб пласта ЮВ₁²⁻³ растворенный газ имеет следующий состав: метана – 69,67%, этана – 9,29%, пропана – 10,53%, бутанов – 5,26%, пентана + высших – 1,55%. Из негорючих компонентов присутствует углекислый газ – 0,94% и азот – 2,70%. Инертные газы определены в незначительных количествах (сотые доли процента). Сероводород не обнаружен. Относительная плотность по воздуху составляет 0,839.

Физико-химические свойства пластовых вод

На Верхне-Колик-Еганском месторождении гидрогеологические исследования проведены в 27 скважинах на 87 объектах.

Месторождение расположено в восточной краевой части крупнейшего Западно-Сибирского артезианского бассейна. В пределах бассейна прослеживаются вертикальная и латеральная зональности.

В Среднеобском районе в геологическом разрезе по гидрогеологическим, гидрохимическим, гидродинамическим и термодинамическим показателям выделяют пять гидрогеологических комплексов, которые в свою очередь объединены в гидрогеологические этажи: верхний (Q – K₂) и нижний (K₂S – J₁).

Нижний гидрогеологический этаж имеет региональное распространение и включает четыре водоносных комплекса: юрский, ачимовский, неокомский и апт-альб-сеноманский. Для вод этого этажа характерны сравнительно большие значения минерализации, температур, значительные концентрации микроэлементов.

Химический состав и физические свойства вод юрского комплекса изучены по пробам, отобранным из 20 скважин (табл. 2.3.1).

Таблица 2.3.1. Результаты химического анализа воды

№ скв	Глубина отбора проб, м	Плотность, г/см ³	рН	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; мг-экв)																
				K+	Na+	Ca++	Mg++	Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	NO ₂ ⁻	CO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B	J ⁻	Br ⁻	SiO ₂ ⁻	F ⁻	общая минер., мг/л	
Пласт ПК₁₉																				
58	1513–1521	1.002	7.55	1	4	14	5	13	н/о	н/о	н/о	49	н/о	1.31	н/о	н/о	4	0.27	86	
				0.03	0.17	0.7	0.4	0.37				0.8								
				2	13	54	31	32				68								
59	1540–1548	1.005	7.20	50	2833	132	29	425.5	н/о	н/о	н/о	427	24	11.11	2.58	18.9	13	1.9	7726	
				13	173.2	66	24	120				7.8								
				1	92	5	2	94				6								
72	1570–1574	1.007	6.90	39	3800	258	45	6028	н/о	0.07	н/о	512	27.0	11.11	2.54	26.02	13	1.05	10682	
				1.0	165.2	12.9	37	170				8.4								
				1	90	7	2	95				5								
81	1558–1566	1.007	7.30	70	3701	152	63	5674	н/о	н/о	н/о	1122	15	6.25	3.39	22.22	14	1.51	10797	
				1.80	160.9	7.60	5.20	160.0				18.40	0.83							
				1	91	4	3	90				10	1							
82	1552–1556	1.007	11.7	90	4000	424	н/о	6383	49	н/о	60	180	22.5	7.41	3.44	27.0	7	0.69	11186	
	1567–1671			2.3	173.9	21.2		180	1.02		2.0	2.6								
				1	88	11		93	1		1	5								
	1552–1561	1.009	6.65	100	4625	278	17	7801	62	н/о	н/о	317	240	11.11	0.85	37.4	8	0.83	13200	
				2.6	201.1	13.9	1.4	220	1.29			5.2								
				1	92	6	1	97	1			2								
92	1573–1577	1.006	7.20	32	3300	188	47	5319	6	н/о	н/о	250	6.0	6.06	4.28	23.76	17.92	1.42	9142	

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

				0.80	143.5	9.4	3.9	150	0.13			4.2								
				1	91	6	2	97	-			3								
Пласт ПК₂₀																				
62	1568–1582	1.007	7.60	30	3800	160	41	6028	6	н/о	н/о	439	7.5	6.25	16.96	38.16	23	1.51	10511	
				0.80	165.20	8.00	3.40	170.0	0.13			7.20	0.42							
				1	93	4	2	96	-			4	-							
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	
Пласт БВ₁₀																				
59	2120–2125	1.013	7.1	70	5571	1226	47	1738	н/о	н/о	н/о	256	24	18.52	3.44	42.12	37	0.87	17808	
				1.8	242.2	61.3	3.9	300				4.2								
				1	78	20	1	99				1								
84	2106–2110	1.018	6.6	100	8143	1360	97	1524	н/о	н/о	н/о	324	36	37.04	3.34	16.8	44	1.51	25277	
				2.6	354	68	8.0	430				5.4								
				-	82	16	2	99				1								
Пласт БВ₁₁																				
62	2167–2171	1.009	7.60	30	4630	868	32	8510	9	н/о	н/о	232	6	14.58	2.54	33.06	28	1.51	14317	
				0.80	201.1	43.4	2.60	240.0	0.19			3.80	0.33							
				-	81	18	1	98	-			2	-							
Ачимовская толща																				
59	2393–2400	1.013	7.50	130	5570	1304	7	1063	33	н/о	н/о	427	12	20.83	2.54	41.73	31	0.48	18121	
								8												
(АчБВ ₁₅ ²)																				
				3.30	242.2	65.20	0.60	300.0	0.69			7.00	0.66							
				1	78	21	-	98	-			2	-							

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

72	2391–2396	1.018	7.0	88	7333	2070	97	1489 3	н/о	н/о	н/о	549	54	35.19	8.48	48.24	15	0.66	25030		
(АчБВ ₁₆)				2.26	318.8	103.5	8.0	420				9.0									
				-	74	24	2	98				2									
62	2400–2407	1.017	7.15	90	6714	2360	17	1418 4	18	н/о	н/о	647	30	27.08	4.24	59.08	17	0.87	24060		
(АчБВ ₁₈)				2.30	291.90	118.0	1.40	400.0	0.38			10.6	1.66								
				1	70	29	-	97	-			3	-								
72	2404–2408	1.019	6.6	100	7500	2360	134	1560 2	13	н/о	н/о	830	66	37.04	5.94	37.4	12	0.6	26539		
(АчБВ ₁₈)				2.6	326.1	118	11.0	440	0.27			13.6									
				1	71	26	2	97	-			3									
84	2411–2420	1.009	6.95	100	3300	1810	30	8510	99	н/о	н/о	134	165	20.37	1.7	4.06	5	0.29	13983		
(АчБВ ₁₉)				2.6	143.5	90.5	2.5	240	2.06			22									
				1	60	38	1	98	1			1									
Пласт ЮВ₁¹																					
66	2488–2506	1.006	7.15	90	3000	306	44	4964	н/о	н/о	н/о	647	1.2	8.62	1.7	17.34	16	0.38	9051		
				2.3	130.4	15.3	36	140				10.6									
				2	86	19	2	93				7									

Минерализация вод данного комплекса, по наиболее достоверным пробам, изменяется от 27,8 до 36,1–40,9 г/л. Такая минерализация согласуется с соседним Бахилловским месторождением, где минерализация изменяется от 22 г/л до 32,7 г/л. По величине минерализации воды юрского комплекса относятся к соленым (минеральным).

По классификации Сулина В.А. тип вод является хлоридно-кальциевым. Основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия + калия (75–91%-экв), кальция (7 – 22%-экв), хлора (95 – 98%-экв), гидрокарбоната (1 – 5%-экв).

Из микрокомпонентов присутствуют йод (2,54–19,35 мг/л), бром (45,99–94,95 мг/л), бор (6,58–72,23 мг/л), фтор (0,29–1,51 мг/л).

Растворенный в воде газ метанового состава: метана – 83,04–91,52%, этана – 1,61–3,33%. Негорючая часть представлена в основном азотом (2,4–7,7%), относительная плотность газа по воздуху в среднем – 0,648.

Притоки пластовой воды характеризуются дебитами от единиц м³/сут до 232,2 м³/сут при преобладании дебитов 20–80 м³/сут.

Водоносные отложения ачимовской толщи опробованы в 11 скважинах, по которым выполнено 19 анализов вод. Притоки пластовой воды характеризуются дебитами от единиц м³/сут до 61,2 м³/сут.

Воды ачимовской толщи хлоридно-кальциевого типа. Минерализация пластовой воды изменяется в пределах от 18 г/л (скв. 59) до 26,5 г/л (скв. 72). Основными солеобразующими компонентами являются ионы натрия + калия (71–96%-экв), кальция (3–29%-экв), хлора (97–99%-экв), гидрокарбоната (1–3%-экв). Из микрокомпонентов присутствуют йод (2,54–28,7 мг/л), бор (5,47–37,74 мг/л), бром (5,94–83,16 мг/л), фтор (0,48–1,75 мг/л).

Плотность пластовой воды 1,012–1,026 г/см³.

Неокомский комплекс опробован в 11 скважинах, по которым получены притоки пластовой воды дебитами до 137,4 м³/сут при $H_d = 371$ м (скв. 60).

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

По неокомскому гидрогеологическому комплексу было отобрано на химический анализ 22 пробы пластовой воды.

Минерализация пластовых вод пластов группы АВ соответствует 11,4–17,4 г/л, пластов БВ – 12,7–25,7 г/л.

Воды данного комплекса характеризуются содержанием микрокомпонентов: йода (1,74–8,72 мг/л), бора (6,31–37,04 мг/л), брома (3,78–63,18 мг/л), фтора (0,57–2,76 мг/л). Основные солеобразующие компоненты содержатся в количествах: ионы натрия + калия – 73,95%-экв, кальция – 4–26%-экв, хлора – 90–100%-экв, гидрокарбоната – 1–5%-экв. Плотность пластовой воды 1,008–1,021 г./см³.

По данным отобранных проб воды неокомского гидрогеологического комплекса на месторождении хлоридно-кальциевого типа. Содержание ионов калия + натрия, по сравнению с юрским водоносным комплексом, уменьшается, а содержание ионов кальция наоборот увеличивается.

Растворенный в водах газ метанового состава с содержанием метана от 91,98 до 96,06%, азота 0,88–6,8%, тяжелых углеводородов от 0,03 до 2,94%, гелия от 0,01–0,02%, аргона от 0,01–0,08%. Сероводород и кислород присутствуют в небольшом количестве.

Неокомский гидрогеологический комплекс перекрывается глинистыми породами нижнеаптского возраста толщиной до 67 м.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс представлен литологически, в основном, слабосцементированными породами: песками, песчаниками, алевролитами с прослоями глин. Толщина комплекса около 800 м.

Обладая высокими коллекторскими свойствами (пористость до 29,6%, проницаемость от сотен до тысяч миллидарси) и значительной эффективной толщиной, этот комплекс содержит неисчерпаемые запасы вод, которые могут быть использованы, в частности, для поддержания пластового давления в нижележащих продуктивных пластах.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Этот комплекс опробован в 18 скважинах. Дебиты пластовой воды колеблются от единиц до 124,5 м³/сут при $\Delta P = 3,1$ Мпа.

По данным имеющихся анализов воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса имеют минерализацию 7,5–21,8 г/л.

По классификации Сулина В.А. воды хлоридно-кальциевого типа, реже хлоридно-магниевое и гидрокарбонатно-натриевого типа. Основными солеобразующими компонентами являются ионы натрия + калия, кальция и магния, из микрокомпонентов присутствуют йод (до 16,96 мг/л), бром (до 40,5 мг/л), аммоний (до 72 мг/л).

В целом для вод нижнего гидрогеологического этажа характерны относительно высокая минерализация и повышенное содержание микроэлементов. Растворенный газ метанового состава (СН₄ – до 95%), с незначительным процентом тяжелых углеводородов (порядка 0,01–0,84%). Содержание азота достигает 6,98%, углекислого газа – 6,62%.

2.5 Запасы нефти и газа

На момент составления и принятия на ЦКР ХМАО (протокол №584 от 12.04.2005 г.) Анализа разработки Верхне-Колик-Еганского месторождения на Государственном балансе числились начальные геологические запасы нефти и газа по 55 объектам, которые приведены в таблице 2.4.1.

Таб. 2.4.1. Начальные геологические запасы нефти и газа Верхне-Колик-Еганского месторождения. (Данные Государственного баланса по состоянию на 01.01.2005 г.)

пласт	нефти, тыс. т			свободного газа, млн. м ³		
	С ₁	С ₂	С ₁ +С ₂	С ₁	С ₂	С ₁ +С ₂
ипатовская свита				43 196	4 822	48 018
ПК-1				299	233	532
ПК-6	1 777	825	2 602			

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

ПК-11	2 096	7 158	9 254	457		457
ПК-12		2 577	2 577	72		72
ПК-13-0	1 085	284	1 369			
ПК-13	1 187	1 201	2 388	268		268
ПК-14		1 720	1 720	691	682	1 373
ПК-16	5 521	3 030	8 551	320	219	539
ПК-17				1 401	1 064	2 465
ПК-18	21 307	10 369	31 676	910	1 546	2 456
ПК-19	118 903		118 903	2 191	3 675	5 866
ПК-20-1	5 074	3 018	8 092	123	1 224	1 347
ПК-20-2				144		144
ПК-21	2 871	3 777	6 648	2 042		2 042
ПК-22	1 865	2 709	4 574	911		911
Итого по «ПК»:	161 686	36 668	198 354	9 829	8 643	18 472
АВ-1-1	6 574		6 574			
АВ-1-2	1 735	1 673	3 408	315		315
АВ-2-1	291	948	1 239	650	203	853
АВ-2-2	654	198	852			
АВ-3-1	1 968	2 187	4 155	1 363		1 363
АВ-3-3		1 473	1 473	155		155
АВ-4-2	860	937	1 797			
АВ-4-3	1 385	1 065	2 450			
АВ-6	2 987	911	3 898			
Итого по «АВ»:	16 454	9 392	25 846	2 483	203	2 686
БВ-1				3 227		3 227
БВ-2				1 086	1 016	2 102
БВ-3				1 024	390	1 414
БВ-6-1				1 033	429	1 462
БВ-6-2				526	369	895
БВ-9	412	1 466	1 878	4 661		4 661
БВ-10	25 666	8 165	33 831	6 089	427	6 516
БВ-10-2	974	601	1 575			
БВ-11-1	15 498	4 949	20 447			
БВ-11-2	32 300	15 479	47 779	22 163	242	22 405
БВ-13-1	3 906	1 923	5 829	230		230
БВ-13-2	4 013	7 426	11 439	424	92	516
БВ-13-3	1 075	805	1 880			

БВ-14	397	965	1 362	258		258
БВ-15	3 439	932	4 371			
Итого по «БВ»:	87 680	42 711	130 391	40 721	2 965	43 686
АЧИМ-1	3 098	87	3 185			
АЧИМ-2	7 465		7 465			
АЧИМ-3	36 939	2 896	39 835			
АЧИМ-4	7 766	2 506	10 272			
Итого по «АЧИМ»:	55 268	5 489	60 757			
ЮВ-1-1	18 487	4 622	23 109			
ЮВ-1/2-3	106 531	1 123	107 654			
Итого по ЮВ-1:	125 018	5 745	130 763			
ЮВ-2	3 193	357	3 550			
ЮВ-3	5 499		5 499			
ЮВ-4	2 283		2 283			
ЮВ-5	1 152		1 152			
ЮВ-8-1	12 405	3 256	15 661			
ЮВ-8-2		1 365	1 365			
ЮВ-9-1	864	599	1 463			
ЮВ-9-2	1 202	956	2 158			
ЮВ-10	20 763	1 956	22 719			
Итого по ЮВ – (2-10):	47 361	8 489	55 850			
ВСЕГО:	493 467	108 494	601 961	104 329	11 065	115 394

Общая оценка геологических запасов нефти по 46 продуктивным пластам составляла 601 961 тыс. т, в том числе 493 467 тыс. т или 82.0% по кат. С₁. Среди группы пластов первое место занимали пласты ПК – 198 354 тыс. т или 33.0% от запасов нефти месторождения. Далее в равных объемах (21.7%) были представлены пласты группы БВ – 130 391 тыс. т и горизонта ЮВ-1 – 130 763 тыс. т. Продуктивные объекты ачимовской толщи (Ачим1-4) занимали четвертое место с запасами в 60 757 тыс. т (10.1.%). Чуть меньшее количество нефти содержали пласты нижней и средней юры (ЮВ₂ – ЮВ₁₀) –

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

55 850 тыс. т (9.2%). Объем запасов нефти в пластах группы АВ носил явно подчиненный характер – 25 846 тыс. т или 4.3.%.

Среди отдельных продуктивных пластов по объему начальных геологических запасов нефти особо выделялись ПК₁₉ – 118 903 тыс. т (19.8% от ресурсов нефти месторождения), ЮВ₁²⁻³ – 107 654 тыс. т (17.9%), БВ₁₁² – 47 779 тыс. т (7.9%), Ачим3 – 39835 тыс. т (6.6.%). К числу объектов с запасами более 10 млн. т относились пласты ПК₁₈, БВ₁₀, БВ₁₁¹, БВ₁₃², Ачим4, ЮВ₁¹, ЮВ₈¹ и ЮВ₁₀.

Следует отметить, что состояние ресурсной базы Верхне-Колик-Еганского месторождения, которое отражено в Госбалансе на 01.01.2005 г., соответствует уровню его изученности 1993–94 гг. и основывалось на материалах сейсморазведки 2Д и данных поисково-разведочных скважин.

Запасы свободного газа по данным Госбаланса на 01.01.2005 г. числились по 29 продуктивным пластам, в число которых вошли ипатовская свита, группы ПК, АВ и БВ.

Общая оценка запасов газа по этим данным (табл. 2.4.1) составляет 115 394 млн. м³, в том числе 104 329 млн. м³ по кат. С₁ (90.4%). Самым крупным газовым объектом является ипатовская свита – 48 018 млн. м³ газа или 41.6% от ресурсов газа месторождения.

Группа пластов БВ с суммарными запасами газа в 43 366 млн. м³ (37.6%) занимает второе место. Продуктивный пласт БВ₁₁² с запасами 20 467 млн. м³ является вторым после ипатовской свиты.

В пластах группы ПК запасы свободного газа составляют по данным Госбаланса 21 324 млн. м³ (18.5%). В указанной группе пласт ПК₁₉ характеризуется объемом газа в 8 713 млн. м³ (7.6% от ресурсов месторождения).

Пласты группы АВ занимают незначительную (2.3%) долю в общих запасах свободного газа месторождения.

Извлекаемые запасы нефти Верхне-Колик-Еганского месторождения по данным Госбаланса на 01.01.2005 г. приведены в таблице 2.4.2.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Таб.2.4.2. Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти

Верхне-Колик-Еганского месторождения

пласт	геологические, тыс. т			КИН			извлекаемые, тыс. т		
	C ₁	C ₂	C ₁ +C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ +C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ +C ₂
ПК-6	1 777	825	2 602	0,200	0,200	0,200	356	165	521
ПК-11	2 096	7 158	9 254	0,200	0,268	0,252	419	1 917	2 336
ПК-12	-	2 577	2 577	-	0,290	0,290	-	747	747
ПК-13-0	1 085	284	1 369	0,200	0,200	0,200	217	57	274
ПК-13	1 187	1 201	2 388	0,200	0,200	0,200	237	240	477
ПК-14	-	1 720	1 720		0,200	0,200	-	344	344
ПК-16	5 521	3 030	8 551	0,290	0,026	0,196	1 601	79	1 680
ПК-18	21 307	10 369	31 676	0,350	0,200	0,301	7 457	2 074	9 531
ПК-19	21 181	43 480	64 661	0,200	0,200	0,200	4 236	8 696	12 932
ПК-20-1	5 154	12 040	17 194	0,200	0,200	0,200	1 031	2 408	3 439
ПК-21	2 871	3 777	6 648	0,200	0,200	0,200	575	755	1 330
ПК-22	1 865	2 709	4 574	0,199	0,200	0,200	372	542	914
Итого по «ПК»	64 044	89 170	153 214	0,258	0,202	0,225	16 501	18 024	34 525
АВ-1-1	6 574	-	6 574	0,350		0,350	2 301	-	2 301
АВ-1-2	1 735	1 673	3 408	0,200	0,200	0,200	347	335	682
АВ-2-1	291	948	1 239	0,200	0,200	0,200	58	190	248
АВ-2-2	654	198	852	0,200	0,202	0,201	131	40	171
АВ-3-1	1 968	2 187	4 155	0,200	0,200	0,200	394	437	831
АВ-3-3	-	1 473	1 473		0,200	0,200	-	295	295
АВ-4-2	860	937	1 797	0,200	0,200	0,200	172	187	359
АВ-4-3	1 385	1 065	2 450	0,200	0,200	0,200	277	213	490
АВ-6	2 987	911	3 898	0,200	0,200	0,200	597	182	779
Итого по «АВ»	16 454	9 392	25 846	0,260	0,200	0,238	4 277	1 879	6 156
БВ-9	412	1 466	1 878	0,200	0,200	0,200	82	293	375
БВ-10	8 881	29 088	37 969	0,203	0,261	0,247	1 803	7 592	9 395
БВ-10-2	974	601	1 575	0,300	0,300	0,300	292	180	472
БВ-11-1	17 889	10 800	28 689	0,200	0,200	0,200	3 578	2 160	5 738
БВ-11-2	32 300	15 479	47 779	0,200	0,200	0,200	6 460	3 096	9 556
БВ-13-1	3 906	1 923	5 829	0,264	0,250	0,259	1 031	481	1 512

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

БВ-13-2	4 013	7 426	11 439	0,250	0,250	0,250	1 003	1 856	2 859
БВ-13-3	1 075	805	1 880	0,199	0,199	0,199	214	160	374
АчБВ-14	1 664	2 114	3 778	0,250	0,192	0,218	416	406	822
БВ-15	662	2 865	3 527	1	0	0	165	550	715
Итого по «БВ»	71 776	72 567	144 343	0,210	0,231	0,220	15 044	16 774	31 818
АЧИМ-1	3 098	87	3 185	0,250	0,253	0,250	775	22	797
АЧИМ-2	7 465	-	7 465	0,274		0,274	2 043	-	2 043
АЧИМ-3	36 939	2 896	39 835	0,267	0,200	0,263	9 879	579	10 458
АЧИМ-4	7 766	2 506	10 272	0,220	0,220	0,220	1 708	551	2 259
Итого по «АЧИМ»:	55 268	5 489	60 757	0,261	0,210	0,256	14 405	1 152	15 557
ЮВ-1-1	7 391	3 562	10 953	0,391	0,300	0,361	2 890	1 069	3 959
ЮВ-1/2-3	84 266	8 072	92 338	0,400	0,300	0,391	33 683	2 422	36 105
Итого по ЮВ-1	91 657	11 634	103 291	0,399	0,300	0,388	36 573	3 491	40 064
ЮВ-2	3 193	357	3 550	0,200	0,200	0,269	884	71	955
ЮВ-3	2 840	-	2 840	0,250		0,250	710	-	710
ЮВ-4	2 283	-	2 283	0,370		0,370	844	-	844
ЮВ-5	1 152	-	1 152	0,300		0,300	346	-	346
ЮВ-8-1	4 289	2 972	7 261	0,200	0,200	0,200	858	594	1 452
ЮВ-8-2	1 461	1 129	2 590	0,200	0,200	0,200	292	226	518
ЮВ-9-1	141	1 122	1 263	0,200	0,200	0,200	28	224	252
ЮВ-9-2	3 980	7 082	11 062	0,200	0,200	0,200	796	1 416	2 212
ЮВ-10	8 557	671	9 228	0,316	0,100	0,300	2 704	67	2 771
Итого по ЮВ – (2-10):	27 896	13 333	41 229	0,268	0,195	0,244	7 462	2 599	10 061
ВСЕГО:	327 095	201 585	528 680	0,288	0,218	0,261	94 262	43 919	138 181

Общая оценка извлекаемых ресурсов нефти составила 169 940 тыс. т, в том числе 145 257 тыс. т или 86.0% по категории С₁. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) в соответствии с приведенными данными составляет 0.281, в том числе 0.294 для запасов нефти кат. С₁ и 0.218 – для кат. С₂.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Наиболее высоким значением КИН характеризуется горизонт ЮВ-1 – 0.378. По остальным группам пластов средний коэффициент извлечения находится в интервале 0.238 – 0.297.

В 2003 г. в ГКЗ МПР РФ ОАО «Варьеганнефтегаз» впервые представило отчет по подсчету запасов УВ ВКЕ месторождения по состоянию на 01.01.1999 г. Работа была выполнена ООО «ВНИГНИ -2» (г. Москва) и ООО «ГАЗГЕРС» (г. Тверь) по материалам 65 поисково-разведочных и 217 эксплуатационных скважин (отв. Петерсилье В.И.).

На момент представления отчета в ГКЗ на месторождении были дополнительно пробурены 59 эксплуатационных скважин, вследствие чего возникла необходимость корректировки геологических моделей продуктивных пластов и уточнения запасов УВ по ним.

Указанная работа, которая учла данные эксплуатационных скважин, пробуренных на месторождении с 01.01.1999 г. по 01.01.2004 г., была выполнена ООО «Гео Дэйта Консалтинг» (г. Москва) и в виде Дополнительных материалов к ранее представленному подсчету запасов (авторы Петровец А.М., Зюзюкина И.Г. и др.) была передана на экспертизу ГКЗ.

К концу 2005 г. организационно сложная комплексная экспертиза представленных геологических и извлекаемых запасов углеводородов в ГКЗ была завершена. Параллельно в ЦКР было рассмотрено ТЭО КИН месторождения, в подготовке которого участвовали специалисты ВНИГНИ-2 (отв. исполнитель Юферов Ю.К.) и ООО «Гео Дэйта Консалтинг» (научный руководитель Баишев Б.Т.)

Центральная комиссия по разработке месторождений горючих полезных ископаемых протоколом №3172 от 15.04.2004 г. приняла «Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти по Верхнеколик-Еганскому месторождению» и рекомендовала ГКЗ МПР РФ к утверждению КИН по кат. В+С₁ – 0.294, кат. С₂ – 0.210, в том числе по пластам и категориям с учетом внесенных ею изменений.

В январе 2006 г. протоколом №1152 от 27.01.2006 г. ГКЗ Роснедра воздержалось от утверждения запасов нефти и газа Верхнеколик-Еганского месторождения, сославшись на необходимость доразведки месторождения и учета материалов проведенных на его территории сейсморазведочных работ ЗД.

Следует отметить, что в результате произведенного подсчета запасов, использовавшего 65 поисково-разведочных скважин и 276 эксплуатационных скважин было выделено 62 подсчетных объекта вместо 55 числившихся на Госбалансе. Произведена детальная корреляция продуктивного разреза, которая существенно изменила ранее применявшуюся систему выделения и индексации продуктивных пластов. Данные эксплуатационного бурения существенно усложнили геологические модели продуктивных резервуаров, заметно сократили и перераспределили ресурсы углеводородов в отдельных интервалах разреза (группах пластов).

Итогом проведенного подсчета явилось уменьшение начальных геологических запасов нефти месторождения по сравнению с числящимися на Госбалансе с 601 961 тыс. т до 381 135 тыс. т, то есть на 220 826 тыс. т или 36.7%. При этом запасы кат. В+С₁ сократились с 493 467 тыс. т до 195 475 тыс. т или на 297 992 тыс. т, что соответствует 60.4%. В отношении запасов кат. С₁ наибольшему списанию подверглись пласты группы ПК – 34 448 тыс. т вместо 161 686 тыс. т (-127 238 тыс. т или -78.7%). По пластам группы БВ было списано 48 949 тыс. т (62.2.%), ачимовской толще – 39 154 тыс. т (61%), по пластам группы ЮВ – 73 259 тыс. т (42.5%), в том числе по пласту ЮВ₁²⁻³ – 32 100 тыс. т (30.1%).

Извлекаемые запасы нефти по сравнению с данными Госбаланса уменьшились по месторождению с 168 940 тыс. т до 95 594 тыс. т, что соответствует 73 346 тыс. т или 43.4%. Для категории В+С₁ указанное сокращение составило 88 640 тыс. т (61.0%), то есть с 145 257 тыс. т на 56 617 тыс. т. Средний КИН по месторождению снизился с 0.281 (Госбаланс) до 0.251 или на 10.6% относительных. Для категории В+С₁ изменение было

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

несущественным: 0.290 вместо 0.294 (Госбаланс), т.е. всего на 1.6%. По кат. С₂ КИН снизился с 0.218 на 0.210 или на 3.8%. Таким образом сокращение извлекаемых запасов нефти, представленных в работе, прошедшей экспертизу ГКЗ и ЦКР, по сравнению с числящимися на Госбалансе, произошло в основном за счет уменьшения геологических запасов.

Весной 2006 г. ОАО «Варьеганнефтегаз» представил в Центральную балансовую комиссию Роснедра материалы переоценки запасов УВ по пластам ЮВ₃ и ЮВ₂, горизонту ЮВ-1 и отложения ачимовской толщи (Ачим1–4) ВКЕ месторождения с целью постановки их на Госбаланс по результатам переоценки произведенной в 2005 г.

Протоколом №18/511-пр от 03.08.2006 г. Совещания при начальнике Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию уточненные модели продуктивных пластов ЮВ₃, ЮВ₁²⁻³, ЮВ₁¹ и АчБВ₁₄₋₁₉ (вместо ранее числившихся Ачим1–4 и БВ₁₃², БВ₁₄, БВ₁₅) были приняты, а геологические и извлекаемые запасы нефти, газа и сопутствующих компонентов поставлены на Государственный баланс. В таблицах 2.4.3 и 2.4.4 представлены ресурсы нефти, газа и конденсата по пластам АчБВ₁₄₋₁₉, ЮВ₁¹, ЮВ₁²⁻³ и ЮВ₃ в соответствии с их официальными изменениями произошедшими в 2006 г. (см. колонку «статус запасов»).

Таб. 2.4.3. Верхне-Колик-Еганское месторождение

Уточненные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти продуктивных пластов находящихся в эксплуатации

пласт	геологические, тыс. т			КИН			извлекаемые, тыс. т			Статус запасов
	C1	C2	C1+C2	C1	C2	C1+C2	C1	C2	C1+C2	
ПК-19	21 181	43 480	64 661	0,200	0,200	0,200	4 236	8 696	12 932	уточнены по сравнению с данными
ПК-20-1	5 154	12 040	17 194	0,200	0,200	0,200	1 031	2 408	3 439	Госбаланса на 01.01.2005 г.
Итого:	26 335	55 520	81 855	0,200	0,200	0,200	5 267	11 104	16 371	Прошли экспертизу ГКЗ и ЦКР
БВ-10-1	8 881	29 088	37 969	0,203	0,261	0,247	1 803	7 592	9 395	уточнены по сравнению с данными
БВ-11-2	17 889	10 800	28 689	0,200	0,200	0,200	3 578	2 160	5 738	Госбаланса на 01.01.2005 г.
Итого:	26 770	39 888	66 658	0,201	0,244	0,227	5 381	9 752	15 133	Прошли экспертизу ГКЗ и ЦКР
АчБВ-14	1 664	2 114	3 778	0,250	0,192	0,218	416	406	822	стоят на учете на Госбалансе
АчБВ-15-1	225	1 927	2 152	0,250	0,192	0,198	56	370	426	на 01.01.2006 г.
АчБВ-15-2	437	938	1 375	0,250	0,192	0,210	109	180	289	
АчБВ-16	3 411	1 418	4 829	0,250	0,192	0,233	853	272	1 125	
АчБВ-17	7 246	2 725	9 971	0,250	0,192	0,234	1 812	523	2 335	
АчБВ-18	8 679	828	9 507	0,250	0,192	0,245	2 170	159	2 329	
АчБВ-19	3 376	503	3 879	0,250	0,192	0,243	844	97	941	
Итого:	25 038	10 453	35 491	0,250	0,192	0,233	6 260	2 007	8 267	
ЮВ-1-1	7 391	3 562	10 953	0,391	0,300	0,361	2 890	1 069	3 959	стоят на учете на Госбалансе
ЮВ-1/2-3*	84 266	8 072	92 338	0,400	0,300	0,391	33 683	2 422	36 105	на 01.01.2006 г.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Итого:	91 657	11 634	103 291	0,391	0,300	0,388	36 573	3 491	40 064	
ЮВ-3	2 840	-	2 840	0,250		0,250	710	-	710	стоят на учете на Госбалансе
ЮВ-8-1	4 289	2 972	7 261	0,200	0,200	0,200	858	594	1 452	
ЮВ-8-2	1 461	1 129	2 590	0,200	0,200	0,200	292	226	518	Оперативно уточнены
ЮВ-9-1	141	1 122	1 263	0,200	0,200	0,200	28	224	252	по состоянию на 01.10.2006 г.
ЮВ-9-2	3 980	7 082	11 062	0,200	0,200	0,200	796	1 416	2 212	
ЮВ-10	8 557	671	9 228	0,316	0,100	0,300	2 704	67	2 771	
Итого:	21 268	12 976	34 244	0,253	0,195	0,231	5 388	2 528	7 916	
ВСЕГО:	191 068	130 471	321 539	0,308	0,221	0,273	58 869	28 882	87 750	

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Необходимо отметить, что ранее в Анализе разработки месторождения по указанным пластам были использованы геологические модели и запасы УВ, которые практически не отличаются от представленных в настоящей работе. Это объясняется тем, что списание запасов произведенное по месторождению в 2006 г. было произведено на материалах и результатах, которые представлялись по упомянутым объектам на экспертизу в ГКЗ.

По пластам ПК₁₉ и ПК₂₀¹, а также пластам БВ₁₀¹ БВ₁₁², также использованы уточненные геологические модели и соответствующие им запасы УВ, которые в 2005 г. прошли экспертизы ГКЗ и ЦКР. Геологические материалы, на основе которых производился Анализ разработки указанных пластов в 2004 г., в настоящей работе заимствованы практически без изменений.

По продуктивным объектам соответствующим пластам ЮВ₈¹⁻², ЮВ₉¹⁻² и ЮВ₁₀ в настоящей работе представлены геологические модели и запасы нефти, которые соответствуют состоянию их изученности на 01.10.2010 г. Они отличаются от материалов, представляемых в Анализе разработки, так как в них учтены данные сейсморазведки 3Д, а также результаты бурения эксплуатационных скважин, которых ранее не было. Как указывалось выше, эти модели и запасы будут представлены на экспертизу в ЦБК Роснедра для предания им официального статуса на Госбалансе.

3. Технологическая часть

3.1 Общая характеристика состояния эксплуатации месторождения

Верхнеколик-Еганское месторождение открыто в декабре 1981 года поисковой скважиной №57.

Проект пробной эксплуатации составлен СибНИИНП в 1986 году и утвержден Главтюменнефтегазом (протокол №22 от 21.05.1986 г.). На эту дату на месторождении было пробурено 7 поисково-разведочных скважин, одна из которых попала в контур нефтеносности пластов АчБВ₁₄ и ЮВ₁. В остальных скважинах нефтенасыщен только ЮВ₁. В 1988 году СибНИИНП составлена дополнительная записка к проекту пробной эксплуатации и утверждена ЦКР Главтюменнефтегаза (протокол №74 от 21.07.1988 г.). В опытно-промышленную разработку месторождение введено в 1990 г. на основании «Дополнительной записки к проекту пробной эксплуатации» (протокол №7 от 21.12.1990 г.).

Разработка месторождения ведется в соответствии с технологическими решениями последнего проектного документа – «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Верхнеколик-Еганского месторождения», составленного ТОО «Нефтегазпроект» в 1996 г., и утвержденной ЦКР МТЭ (протокол №2102 от 30.01.1997 г.) сроком на 5 лет. Согласно этого документа в промышленную разработку вводились запасы нефти только в пластах ЮВ₁ (с выделением первоочередного участка центральной части восточного купола месторождения) и в пластах ачимовской пачки. Система расположения скважин – рядная, система воздействия на пласты – закачка подтоварной и пресной воды. Ряды скважин расположены в широтном направлении, между рядами нагнетательных скважин располагаются три ряда добывающих скважин. Расстояния между рядами скважин 500 м, расстояния между скважинами в рядах: в нагнетательных – 500 м, в первых

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

рядах добывающих скважин – 450–500 м, а в средних, стягивающих, рядах – 250 м.

Бурение на ачимовскую пачку в пределах восьмиметровой нефтенасыщенной толщины по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 636 м (40.4 га/скв.) с переходом от трехрядной к площадной пятиточечной системе. На втором этапе разработки – уплотнение сетки скважин до 20 га/скв. путем перевода 99 скважин с объекта ЮВ₁ после их обводнения.

Основные технологические показатели утвержденной технологической схемы следующие:

проектный уровень добычи:

- – нефти – 1918 тыс. т/год;
- – жидкости – 4248 тыс. т/год;
- – нефтяного газа – 469,1 млн. м³/год;
- уровень закачки воды – 7013 тыс. м³/год;

проектный фонд скважин: – 611

- в т.ч. добывающих – 409
- нагнетательных – 180
- контрольных – 22
- фонд резервных скважин – 153

фонд скважин для бурения: – 443

- в т.ч. добывающих – 280
- нагнетательных – 148
- контрольных – 15

Следует также отметить, что в 2011 году специалистами ОАО «Варьеганнефтегаз» была выполнена работа «Анализ разработки и прогноз уровней добычи на 2012–2020 годы», которая утверждена в июне 2012 года ЦКР МЭТ (протокол №2373 от 24 июня 2012 г.).

Начальные геологические запасы Верхнеколик-Еганского месторождения по категориям C₁+C₂ оцениваются в размере 373 219 тыс. т.,

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

извлекаемые – 93 951 тыс. т. Месторождение разрабатывается с 1990 г. На дату анализа в добыче участвуют 9 объектов: ЮВ₁, АчБВ₁₆₋₁₉, БВ₁₀, БВ₁₁, ПК₆, ПК₁₉, ПК₂₀¹, ЮВ₃, ЮВ₈. Сопоставление запасов нефти по *разрабатываемым* объектам приведено в таблице 3.1.1. За весь период разведки и разработки на месторождении пробурено 374 скважины, включая разведочные. Всего за время эксплуатации по всем объектам в пределах разбуренных площадей в добыче перебывало 292 скважины, под закачкой – 92 скважины. По состоянию на 1.08.2011 г. в *эксплуатационном* фонде числится 296 скважин, из них 224 добывающих и 72 нагнетательных. В фонде пьезометрических и контрольных находится 11 скважин и одна скважина ликвидирована. Действующий добывающий фонд составляет 185 скважин (169 – дающие продукцию и 16 в текущем простое), под закачкой числится 59 скважин и одна скважина находится в текущем простое.

Состояние реализованного фонда по Верхнеколик-Еганскому месторождению представлено в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2. Состояние реализованного фонда по Верхне-Колик-Еганскому месторождению на 1.08.2011 г.

№ п/п	Фонд скважин	Категория	Кол-во
1.	Добывающие	Всего	236
		в т.ч. действующие	185
		из них: фонтанные	66
		ЭЦН	119
		ШГН	0
		газлифт	0
		бездействующие	38
		в освоении	1
		в консервации	0
		пьезометрические	7
		контрольные	4
		ликвидированные	1
2	Нагнетательные	Всего	72
		в т.ч. под закачкой	60

		в бездействии	12
		в освоении	0
		в консервации	0
		пьезометрические	0
		контрольные	0
		ликвидированные	0
		В эксплуатации на нефть(действующие)	74
		Всего	308

В 2010 году на месторождении было добыто 1 855,3 тыс. т нефти, 3 803 тыс. т жидкости и 780,9 млн. м³ газа при средней обводненности 51,2%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 36,6 т/сут, по жидкости – 75,0 т/сут, средний газовый фактор – 420,9 м³/сут. По состоянию на 1.08.2011 г. с начала разработки было добыто 16 711,6 тыс. т нефти, 25 698,3 тыс. т жидкости и 6 157 млн. м³ газа при средней обводненности продукции – 53,8%, накопленный объем закаченной воды – 41 227 тыс. м³. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти в 2011 году составил 35,4 т/сут, по жидкости – 76,7 т/сут.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила за 2010 год 1048,2 тыс. т или 56,5%, а за 7 месяцев 2011 г. – 747,3 тыс. т или 61,1%. Средний дебит: по нефти соответственно 29,2 т/сут и 33,0 т/сут; по жидкости 78,2 т/сут и 91,0 т/сут; обводненность продукции 62,6% и 63,0%. Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались в 2010 г. фонтанным способом, составила 807,0 тыс. т или 43,5%, а за 7 месяцев 2011 г. – 476,7 тыс. т или 38,9%. Средний дебит по нефти соответственно 46,4 т/сут и 40,1 т/сут; по жидкости 57,8 т/сут и 49,4 т/сут, обводненность продукции 33,6% и 18,9%.

Также необходимо отметить, что до 2010 г. на месторождении велась добыча установками плунжер-лифт, с помощью которых было добыто 805,7 тыс. т нефти и 816,3 тыс. т жидкости при средней обводненности 13,5%. Средний дебит по нефти составил 27,9 т/сут, а по жидкости – 28,3 т/сут.

Очень непродолжительное время применялись гидропоршневые насосы, с помощью которых было отобрано всего 62 тонны нефти.

Основные показатели разработки с распределением по способам эксплуатации приведены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4. Основные показатели разработки с распределением по способам эксплуатации с начала разработки

Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут
Фонтан	11122,2	12387,6	36,0	40,1
ЭЦН	4783,6	12494,2	23,2	60,5
ПЛН	805,7	816,3	27,9	28,3
ГПН	0,062	0,244	2,5	9,8
Всего	16 711,5	25 698,3	30,7	47,2

Таким образом, большая часть (66,6%) общей добычи нефти была обеспечена с помощью фонтанного способа эксплуатации.

Распределение действующих скважин по интервалам дебитов нефти и обводненности представлено в таблице 3.1.5

Таблица 3.1.5. Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Дебит нефти, т/сут.	Обводненность,							Итого
	<10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	>95	
<10	1	1	5	5	12	11	10	45
10–50	24	15	14	7	27	3	1	91
50–100	11	13	7	5	2			38
100–150		1	3	2				6
150–200		1						1
200–250	1							1
250–300		1						1
300–350		1						1
>350	1							1

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

<i>Итого</i>	<i>38</i>	<i>33</i>	<i>29</i>	<i>19</i>	<i>41</i>	<i>14</i>	<i>11</i>	<i>185</i>
--------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Динамика коэффициентов использования нефтяного фонда скважин и эксплуатации с начала разработки приведена на рисунке 3.1.3.

Одной из наиболее эффективных технологий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Широко масштабное применение ГРП на месторождении началось в 2001 году. Объемы работ постоянно увеличивались, и на 1.08.2011 г. было проведено 176 скважино-операций на 150 скважинах, но здесь необходимо учитывать, что одни и те же скважины подвергались гидроразрыву несколько раз как повторные при переводе на другие объекты. Особенно это касается пластов ачимовской толщи. Результаты применения ГРП позволяют говорить, что технология по-прежнему является одной из самых надежных для обеспечения дополнительной добычи нефти, позволяющая активизировать воздействие на слабодренируемые запасы нефтяных залежей, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам.

Наибольшая накопленная дополнительная добыча нефти от применения ГРП по данным ОАО «Варьеганнефтегаз» получена на объекте ЮВ₁, она составляет 1,23 млн т. По скважинам данного пласта средний дебит нефти в 2011 году равен 41,1 т/сут, дебит жидкости – 105,3 т/сут., обводненность – 61%.

По скважинам объектов АчБВ₁₆₋₁₉ и ЮВ₃, также характеризующихся сложным строением и высокой степенью неоднородности фильтрационных свойств, достигнутые средние дебиты нефти несколько ниже, чем по скважинам объекта ЮВ₁. Результаты повторных скважино-операций, проводимых на скважинах объектов ЮВ₁ и АчБВ₁₆₋₁₉, на которых выполнено наибольшее количество повторных ГРП, показали, что прирост дебитов нефти составляет в среднем 42% от величины прироста дебита нефти при первичной операции.

Анализируя в целом работу добывающих скважин следует отметить, что более 100 тыс. т. накопленной добычи нефти отмечается по 52 скважинам.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Остальной фонд скважин по накопленной добыче нефти распределен следующим образом: от 40 до 100 тыс. т – 97 скважин; от 10 до 40 тыс. т – 78 скважин; от 2 до 10 тыс. т – 36 скважин. Низкая накопленная добыча нефти по части скважинам объясняется несколькими причинами:

- это быстрое обводнение и выбытие из эксплуатации скважин, расположенных в первых рядах элементов системы заводнения;
- эксплуатация скважин на объектах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами;
- быстрое выбытие скважин по причине плохого состояния эксплуатационной колонны и заколонного камня, что способствует возникновению перетоков.

Наиболее высокие накопленные отборы нефти характерны, в основном, для скважин, расположенных в центральных стягивающих рядах, эксплуатирующихся на высокопродуктивных объектах разработки.

В последнее время в разработке месторождения наметились явные положительные тенденции. Добыча нефти растет, фонд бездействующих скважин сокращается, интенсивно вовлекаются в разработку запасы нефти, сосредоточенные в низкопродуктивных коллекторах, ранее не вовлеченные в разработку, что связано с появлением и применением новых технологий, позволяющих интенсифицировать добычу нефти и увеличить коэффициент извлечения нефти.

3.2 Характеристика фонда скважин, отборов нефти, газа и воды, системы воздействия на пласт, энергетического состояния по разрабатываемым объектам

Объект ЮВ₁

Залежи нефти продуктивного пласта ЮВ₁ являются самыми крупными по запасам залежами Верхне-Колик-Еганского месторождения. Начальные геологические запасы по категории С₁+С₂ оцениваются в размере 93730 тыс.

т., что составляет более четверти всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 35569 тыс. т или 37,9% от всех извлекаемых запасов. Пласт ЮВ₁ разрабатывается с 1990 г.

Верхняя часть наунакской свиты представляет собой переслаивание песчаников и маломощных прослоев аргиллитоподобных глин. К этой части разреза приурочен продуктивный горизонт ЮВ₁¹, который не выдержан по площади и по толщине, в чем значительно уступает горизонту ЮВ₁²⁻³. Продуктивный пласт ЮВ₁²⁻³ развит на всей площади месторождения. Общая толщина пласта в пределах залежи в стратиграфических границах изменяется от 38,1 м до 68,8 м. Какой-либо закономерности в изменении общих толщин по площади не наблюдается. Средняя толщина пласта составляет 50 м. От залегающего выше по разрезу пласта ЮВ₁¹ пласт ЮВ₁²⁻³ отделен маломощным глинистым прослоем, толщина которого в большинстве скважин составляет 1–1,5 м. От залегающего ниже продуктивного пласта ЮВ₂ тюменской свиты пласт ЮВ₁²⁻³ отделяется плотным пластом толщиной 1–1,5 м.

Расчлененность пласта ЮВ₁²⁻³ изменяется по скважинам от 2 до 16, составляя в среднем 6,15. Площадь чисто нефтяной зоны (НЗ) составляет всего 3,6% от общей площади залежи. Остальная часть площади залежи, т.е. 96,4% приходится на водонефтяную зону (ВНЗ). В северной части восточной складки, имеется замкнутый пониженный участок, в пределах которого кровля коллекторов погружается ниже поверхности ВНК.

Общая толщина пласта ЮВ₁¹ в стратиграфических границах составляет, в среднем 6,6 м. Пласт имеет сложное строение. В его разрезе преобладают глинистые породы. Один-два проницаемых прослоя приурочены, как правило, к нижней части пласта, гораздо реже – к верхней. Коллекторские прослои развиты не на всей площади месторождения, для них характерно прерывистое распространение.

В 50 эксплуатационных скважинах пласт ЮВ₁¹ вскрыт перфорацией совместно с продуктивным пластом ЮВ₁²⁻³ и только в двух скважинах

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

перфорация проведена исключительно на ЮВ₁¹. В процессе проведения исследований в 11 скважинах зафиксированы незначительные притоки нефти из проницаемых прослоев продуктивного пласта ЮВ₁¹, т.е. в совместных скважинах добыча осуществляется преимущественно из пластов ЮВ₁²⁻³. Таким образом, запасы нефти пласта ЮВ₁¹ не вырабатываются.

За весь период эксплуатации на объекте пробурено 265 скважин, в том числе 197 добывающих и 68 нагнетательных, переведено с других объектов 3 скважины. В таблице 3.2.1. приводится состояние фонда на 01.08.2011 г. (в знаменателе указан фонд совместных скважин).

Таблица 3.2.1. Состояние фонда скважин объекта ЮВ₁ на 01.08.2011 г.

Фонд скважин	Категория	Кол-во
Фонд добывающих скважин	Пробурено	197/205
	Возвращено с других горизонтов	3
	Всего	118/128
	в т.ч. действующие	86/94
	из них: фонтанные	9
	ЭЦН	77/85
	бездействующие	21/23
	в освоении	1
	в консервации	0
	пьезометрические	5
	контрольные	4
	Переведено на другие горизонты	82
	Ликвидированные	1
	Передано под закачку	73
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	68
	Возвращено с других горизонтов	0
	Переведено из добывающих	73
	в т.ч. из собственного фонда	73
	возвратного фонда	0
	Всего	63
	в т.ч. под закачкой	51
	в бездействии	12

	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	0
	контрольные	0
	В эксплуатации на нефть	31
	Ликвидированные	0
	Переведено на другие горизонты	5
Всего		181/191

Проектный фонд, в соответствии с последним документом, на основании которого сегодня ведется разработка объекта ЮВ₁, составляет 497 скважин, в том числе 352 добывающих, 123 нагнетательных и 22 контрольных.

Всего за время эксплуатации в пределах разбуренной площади в добыче перебывало 263 скважины. По состоянию на 01.08.11 г. в *эксплуатационном* фонде на объекте числится 171 скважина, из них 108 добывающих и 63 нагнетательных. Действующий добывающий фонд составляет 86 скважин, под закачкой числится 51 скважина.

На дату анализа на объекте числится 10 совместных скважин. Из числа действующих добывающих скважин в настоящее время совместно с другими объектами работает 8 скважин. Из них 3 скважины (37,5%) работают совместно с объектом ЮВ₃, остальные 5 скважин с объектом АчБВ₁₄₋₁₉. Динамика коэффициентов использования и эксплуатации нефтяного фонда представлена на рисунке 3.2.1.

Основные буровые работы на объекте начались в 1990 году. Ввод новых добывающих скважин в 1991 году достигает своего максимального показателя (46 скважин) и затем ещё 2 года держится на вполне приличном уровне (31–32 скважины). Дебиты новых скважин по нефти в этот период составляли от 24,6–31,2 т/сут. Начиная с 1995 г. и вплоть до 1998 г. производство буровых работ, и ввод новых скважин, неуклонно снижается (13–16 скважин в год) и только в 2004 г. снова возрастает до 22.

Затем идет опять резкий спад (в 2007 г. пробурена только одна горизонтальная скважина), и на дату анализа было введено 8 скважин, из которых 4 с горизонтальным стволом. Необходимо отметить, что дебит первой горизонтальной скважины (№504), пробуренной в 2007 г., достигал 543 т/сут безводной нефти. Всего же на месторождении на дату анализа пробурены, и находятся в работе 7 скважин с длиной горизонтального участка от 428 до 637 м. Накопленная добыча нефти по всем горизонтальным скважинам – 337,3 тыс. т, уплотненный среднесуточный дебит нефти с начала разработки –164,5 т/сут. Добыча нефти из горизонтальных скважин за 2010 год на дату анализа составила 134,2 тыс. т. (17% от всей добычи на объекте), средний дебит по нефти – 135,2 т/сут, что почти в 4 раза превышает аналогичный показатель наклонно-направленных скважин. Результаты работы горизонтальных скважин приведены в таблице 3.2.2.

Максимальный объем добычи нефти, который составил 1581,1 тыс. т. при среднегодовой обводненности продукции 40,2%, приходится на 2004 год, добыча жидкости находится на уровне 2644,5 тыс. т. Первые четыре года с объекта добывалась практически безводная нефть, и только с 2005 года отмечается интенсивный рост обводненности продукции, который за 5 лет составил почти 60%.

Таблица 3.2.2. Результаты работы горизонтальных скважин

№ скважины	Длина горизонтального ствола, м	Накопленная добыча		Параметры работы на 01.08.2010 г.		Обводненность, %
		Нефти, тыс. т	Жидкости, тыс. т	Дебит		
				жидкости, т/сут	нефти, т/сут	
399	637	5,4	5,5	369,7	360,5	2,5
3044	565	3,4	47,6	78,2	5,5	93,0
3049	541	44,4	58,4	85,0	56,2	33,9
504	519	151,4	173,3	242,5	116,6	51,9
871	437	110,7	116,3	310,7	278,7	10,3
541	428	12,1	22,4	230,1	110,8	51,9

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

648	635	9,9	10,1	236,0	233,0	1,3
Всего		337,3	433,6	211,5	164,5	28,6

Формирование системы ППД началось в мае 1992 года с вводом первых пяти скважин на севере (1035, 1036, 1039, 1064, 1066) и двух в центре (1090, 1092) восточного купола месторождения. Ввод новых нагнетательных скважин разрезающих рядов происходил с некоторым отставанием от ввода новых добывающих скважин. Всего на 01.08.2010 г. в эксплуатационном нагнетательном фонде числится 63 скважины, из которых 51 скважина находится под закачкой.

В 2011 году на объекте было добыто 1455,7 тыс. т нефти, 3161,2 тыс. т жидкости и 673,4 млн. м³ газа при средней обводненности 53,9%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 39,2 т/сут, по жидкости – 85,0 т/сут, средний газовый фактор – 463 м³/сут.

По состоянию на 01.08.2010 г. на объекте с начала разработки было добыто 15218,9 тыс. т нефти, 23458 тыс. т жидкости и 5764,2 млн. м³ газа при средней обводненности продукции – 61%, накопленный объем закачки воды – 40952,7 тыс. м³. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 41,1 т/сут, по жидкости – 105,3 т/сут, средний газовый фактор – 486 м³/т, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,143 (по РГФ). Карта текущего состояния разработки приведена на рисунке 3.2.1.6.

Анализ выполнения проектных решений показал, что фактические уровни добычи практически соответствуют проектным. За 2010 год добыча нефти ниже проектной на 10%, жидкости – на 7%. По накопленной добыче отставание составило по нефти на 2,2%, а по жидкости наоборот перевыполнение почти на 0,5%. Из таблицы 3.2.1.4 видно, что фактический действующий фонд значительно, почти в 3 раза, ниже проектного, а средние дебиты по нефти почти в 2 раза выше. Обводненность продукции за 2010 год составила 53,9% против 52,6% по проекту. Необходимо отметить, что за 2011 года обводненность выросла на 7,1% и составила – 61%.

На дату анализа подавляющее большинство действующего фонда (89,5%) эксплуатируется механизированным способом, в основном с

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

помощью электроцентробежных насосов. Из 86 скважин установками ЭЦН оборудовано 77, и только 9 скважин эксплуатируется фонтанным способом.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила за 2011 год 983,3 тыс. т или 67,5%, а за 2011 г. – 652,8 тыс. т или 84,8%. Средний дебит: по нефти соответственно 33,5 т/сут и 38,6 т/сут; по жидкости 86,9 т/сут и 103,8 т/сут; обводненность продукции 61,4% и 64,0%.

Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались в 2010 году фонтанным способом, составила 472,4 тыс. т или 32,5%, а за 2011 г. – 116,9 тыс. т или 15,2%. Средний дебит по нефти соответственно 60,5 т/сут и 66,5 т/сут; по жидкости 78,4 т/сут и 91,0 т/сут: обводненность продукции 23,1% и 26,9%. Распределение основных показателей разработки по применяемым на объекте способам добычи в 2010–2011 гг. приводится в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3. Основные показатели разработки с распределением по способам эксплуатации скважин объекта ЮВ₁ за 2010–2011 гг.

Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс. т		Добыча жидкости, тыс. т		Дебит нефти, т		Дебит жидкости, т		Обводненность, %	
	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год
Фонтан	472,4	116,8	614,1	160,0	60,5	66,5	78,4	91,0	23,1	26,9
ЭЦН	983,3	652,8	2546,8	1812,0	33,5	38,6	86,9	106,8	61,4	64,0
ГПН	0,1		0,2		2,5		9,8		74,6	
Всего	1455,7	769,6	3161,2	1972,0	39,2	41,1	85,0	105,3	53,9	61,0

Всего за период эксплуатации объекта с помощью погружных электроцентробежных насосов было добыто 4388,6 тыс. т, фонтанным способом – 9863,9 тыс. т, и с помощью установок плунжер-лифт – 805,7 тыс. т. Таким образом, большая часть (65,6%) общей добычи нефти была обеспечена с помощью фонтанного способа эксплуатации (рисунок 3.2.4.).

Как уже отмечалось ранее, объект ЮВ₁ находится на первой стадии разработки. Из 94 скважин 51 эксплуатируются с обводненностью более

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

70%. Распределение действующих скважин по интервалам дебитов нефти и обводненности представлено в таблице 3.2.5. Из таблицы видно, что с дебитами нефти менее 10 т/сут работает 25 скважин, что составляет 26%, с дебитом от 10 до 50 т/сут – 39 скважин (40,6%), с дебитом от 50 до 100 т/сут – 20 скважин (20,8%) и с дебитом от 100 до 150 т/сут – 7 скважин (7,2%). Остальные 5 скважин имеют дебит более 150 т/сут.

Таблица 3.2.5. Распределение действующего фонда скважин объекта ЮВ₁ по дебитам нефти и обводненности

Дебит нефти, т/сут	Обводненность,							Итого
	<10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	>95	
0–10	1			2	9	7	6	25
10–50	2	1	4	5	23	4		39
50–100	4	5	5	4	2			20
100–150		1	4	2				7
150–200		1						1
200–250	1							1
250–300		1						1
300–350		1						1
>350	1							1
Итого	9	10	13	13	32	11	6	94

По интервалам обводненности действующие скважины распределились следующим образом: с обводненностью менее 50% работают 32 скважины, что составляет 33,3%, с обводненностью же более 50% эксплуатируются 62 скважины (66,6%). С высокой обводненностью более 90% отмечены 17 скважин или 17,7% причем накопленный отбор по ним составил 788,6 тыс. т или 52,6 тыс. т на скважину (здесь исключены скважины 5к и 6к, которые отобрали в сумме всего 4 тонны).

Высокая обводненность продукции характерна для скважин, где перфорацией была вскрыта монолитная часть разреза, по которым опережающим темпом проходил основной объем нагнетаемой в пласт воды.

Кроме того, в этой группе, из семи исследованных скважин на источник обводнения, в шести – выявлены заколонные перетоки с нижележащих водоносных коллекторов.

Неработающий добывающий фонд (без совместных скважин) по состоянию на 1.08.2011 г. составил 31 скважину или 26,3% от числящегося эксплуатационного фонда. Основной рост неработающего фонда скважин начинается с 1992 г., и за 19 лет он достигает своего максимального показателя – 59 скважин.

Распределение скважин неработающего фонда по интервалам дебитов нефти и обводненности на дату анализа представлено в таблице 3.2.6. Из таблицы видно, что из 31 скважины неработающего фонда обводненность более 90% зафиксирована примерно в половине всех скважин, причем эта же группа находится в интервале дебита по нефти менее 5 т/сут.

Таблица 3.2.6. Распределение неработающего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности объекта ЮВ₁ на 1.08.11 г.

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %						Итого
	0–30	30–60	60–90	90–95	95–98	>98	
<5	1		2	3	6	6	18
5–10	3		1				4
10–30	1		4				5
30–50	1	1					2
50–70	1						1
70–100							
>100	1						1
Итого	8	1	7	3	6	6	31

В интервале обводненности от 0 до 30% остановлено 8 скважин, из которых 3 скважины требуют капитального ремонта из-за тяжелых аварий (прихват НКТ, ЭЦН), на двух – идет подготовка к проведению ГРП, а остальные 3 – ждут проведения текущего ремонта по оптимизации и замене

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!
электроцентробежной установки. Распределение скважин неработающего
фонда по причинам остановки приведено в таблице 3.2.7.

Таблица 3.2.7. Распределение скважин неработающего фонда объекта

ЮВ₁ по причинам остановки

№ п/п	Причина остановки	Количество скважин
1	Обводнение 100%	1
2	В ожидании ГИС	2
3	Ожидание перевода под закачку	3
4	Изоляция «0» (ЭЦН)	4
5	Негерметична эксплуатационная колонна	2
6	Отсутствие подачи ЭЦН	5
7	Отсутствие циркуляции	2
8	В ожидании перевода на другой объект	2
9	Подготовка к ГРП	4
10	Аварийные работы (прихват НКТ, ЭЦН)	4
11	По технологическим причинам	2
	Итого	31

Необходимо отметить, что из числа неработающих скважин с обводненностью более 90%, выявлено 7 скважин (46%), где по данным АКЦ отмечается плохое качество цементирования эксплуатационной колонны. Общее же количество скважин с плохим качеством цементирования составляет около 35% от всего добывающего и нагнетательного фонда. В таблице 3.2.8. приводятся данные по распределению скважин неработающего фонда по накопленной добыче нефти, из которой видно, что только четыре скважины отобрали более 100 тыс. т нефти.

Таблица 3.2.8. Распределение скважин неработающего фонда объекта ЮВ₁ по накопленной добыче нефти

	Накопленная добыча нефти, т.т.									Итого
	< 1	1-5	5-10	10-20	20-40	40-60	60-80	80-100	> 100	
Количество скважин	4	2		6	1	1	7	6	4	31

В процессе разработки был проведен определенный объем мероприятий по приобщению и возврату на объект ЮВ₁ скважин, работающих с других горизонтов. За весь период разработки возвратный и приобщенный фонд составил 9 добывающих скважин. Из них одна скважина (№526) в процессе эксплуатации была опять переведена на ачимовский горизонт. Суммарный объем накопленной добычи нефти на дату анализа по этим скважинам (по горизонту ЮВ₁) составляет 163,6 тыс. т (1,1% от общей накопленной добычи по объекту) или по 18,2 тыс. т на одну скважину. Кроме того, до приобщения ЮВ₁, на трех скважинах (619, 620, 700) был проведен гидроразрыв пласта. Динамика и результаты эксплуатации по приобщенным и возвратным скважинам по объекту ЮВ₁ приведены в таблице 3.2.9.

Таблица 3.2.9. Результаты эксплуатации приобщенных и возвратных скважин

Дата возврата и приобщения	Кол-во приобщ. и возвратных скважин в год	Кол-во приобщ. и возвратных скважин всего	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Обводнённость, %	Накопл. добыча нефти на 1 скв. тыс. т
2005	1	1	3,1	3,2	2,9	3,1
2006	2	3	9,0	13,7	34,3	3,0
2007	2	5	36,8	42,9	14,2	7,4
2008		5	34,4	36,1	4,7	6,7
2009		5	23,4	42,7	45,2	4,7
2010	3	8	30,1	68,5	56,1	3,8
2011	1	9	26,8	60,3	55,6	3,0
Всего		9	163,6	267,4	38,8	18,2

Широкомасштабное применение ГРП на объекте началось в 2000 году. На 1.08.2011 г. было проведено 205 скважино-операция на 86 скважинах (66 переходящих и 20 новых, принятых из бурения и освоения). Это составляет 72,9% от всего эксплуатационного нефтяного фонда на 1.08.2011 г. Причем

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

на 11 скважинах гидроразрыв был проведен дважды, а на двух (3095 и 601) – трижды. За семь месяцев текущего года проведено 11 операций на скважинах переходящего фонда, из которых дополнительно добыто 60,7 тыс. т нефти. Среднесуточный дебит по жидкости составил – 109,7 т/сут, по нефти – 44,9 т/сут, обводненность – 59,1.

Результаты применения ГРП на объекте в 2000–2011 годах позволяют говорить, что технология по-прежнему является одной из самых надежных при обеспечении дополнительной добычи нефти однако есть ряд негативных моментов, на которых необходимо остановиться:

- Практически на всех скважинах, подвергшихся гидроразрыву, наблюдается значительный рост обводненности продукции. В результате все скважины *условно* можно разделить на «удачные» и «неудачные». К первой группе относятся скважины, на которых после проведения ГРП обводненность продукции в первый год эксплуатации не превысила 50%, а ко второй – скважины на которых наблюдается резкий рост обводненности в первые месяцы до 60% и более.

- Ни в одной скважине не были проведены исследования по определению работающих интервалов и источника обводнения после гидроразрыва, поэтому сделать вывод откуда поступает вода не представляется возможным. Главной причиной такого положения дел является сама технология проведения операции по ГРП, когда в затрубном пространстве остается пакер, с которым в дальнейшем и эксплуатируется скважина, или же после прекращения фонтанирования сразу переводится на механизированный способ добычи. Но, судя по темпу роста обводненности, с большой долей вероятности можно предположить наличие заколонных перетоков с нижележащих водоносных коллекторов, и прорыва воды к забоям добывающих скважин по вновь образованным трещинам.

Для того, чтобы оценить эффект от гидроразрыва пласта, из анализа были исключены скважины, на которых были проведены повторные операции ГРП, скважины, эксплуатирующие совместно несколько объектов и

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

новые скважины, принятые из бурения. Таким образом, была проанализирована 51 скважина. Накопленная добыча нефти до проведения гидроразрыва по этим скважинам в 1,6 раза ниже, чем после ГРП, накопленная жидкость – в 2,9 раза ниже. Соответственно, средний дебит нефти и жидкости после мероприятия оказался выше в 1,9 и в 3,7 раза. И если условно принять базовую добычу, от которой считался эффект, неизменной во времени, то дополнительная добыча нефти на дату анализа от проведения ГРП на этих скважинах, составляет 858 тыс. т или 16,8 тыс. т на одну скважину. Сравнение основных показателей до и после проведения гидроразрыва, приведены в таблице 3.2.10., а распределение скважин по дебитам нефти и обводненности – в таблице 3.2.11., где в знаменателе показано распределение скважин после гидроразрыва.

Таблица 3.2.10. Эффективность проведения ГРП

Параметры до ГРП					Параметры после ГРП				
Накоп- ленная добыча нефти, т.т.	Накоп- ленная добыча жид-ти, т.т.	Дебит нефти, т/сут	Дебит жид- ти, т/сут	Об- вод- нен- ность, %	Накоп- ленная добыча нефти, т.т.	Накоп- ленная добыча жид-ти, т.т.	Дебит нефти, т/сут	Дебит жид- ти, т/сут	Об- вод- нен- ность, %
1543	1590	23,4	24,1	3,0	2401	4808	44,4	88,9	50,1

Таблица 3.2.11. Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности

Дебит нефти, т/сут	Обводненность,							Итого
	<10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	>95	
<10	17 /	3 /		4 / 3	1 / 4	2 / 2	2 / 2	29 / 11
10–50	20 / 14	1 / 16	1 / 5	– / 3	– / 4	– / 1		22 / 33
150–100	– / 5	– / 2						– / 7
Итого	37 / 19	4 / 8	1 / 5	4 / 6	1 / 8	2 / 3	2 / 2	51 / 51

Таким образом, обобщая результаты выполненного анализа можно сделать следующие выводы:

- В результате проведения работ по гидроразрыву отмечается существенное увеличение дебитов жидкости и как следствие возросшие дебиты по нефти. На протяжении последних 5 лет работы скважин после проведения работ по ГРП, фактические дебиты выше базовых.
- В 2011 году дополнительная добыча только по 11 скважинам, по которым был проведен ГРП составляет 60,7 тыс. т, а общий эффект от всех 86 скважин, подвергшихся гидроразрыву, на 1.08.2011 г. оценивается в 1,23 млн. т. или 8,1% от всей накопленной добычи на объекте.
- Лучшие показатели эксплуатации после ГРП получены на скважинах, расположенных в чисто нефтяной зоне. Прирост дебита нефти на скважину в этой группе составил 25,6 т/сут.
- Из негативных факторов необходимо отметить существенный рост обводненности, который можно объяснить плохим качеством цементажа при строительстве скважин, наличием заколонных перетоков и, возможно, исходными неверными данными при расчетах программы по ГРП.

Кроме проведения гидроразрыва пласта на месторождении активно применяются и другие геолого-технические мероприятия (ГТМ), такие как: перевод на механизированный способ эксплуатации (ПМД), оптимизация скважинного оборудования, дополнительная перфорация, обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) и др., которые приносят наибольший эффект в плане наращивания добычи нефти по предприятию. По объекту ЮВ₁ за счет проведения ГТМ в 2011 году дополнительно добыто 157,1 тыс. т. нефти. В таблице 3.2.1. данные по эффективности геолого-технических мероприятий с разбивкой по видам работ.

Таблица 3.2.12. Эффективность ГТМ в 2011 году

Показатели	Ввод из бурения	Оптимизация	ПМД	ГРП	Дополн. перфорация	<i>Всего</i>
Количество скважин, шт.	6	17	3	11	4	41

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Прирост дебита нефти, т/сут	160,5	18,3	48,3	58,3	9,1	294,5
Прирост дебита жидкости, т/сут	219,7	67,3	157,8	79,9	51,6	576,3
Доп. добыча, т.т.	44,3	31,3	19,7	60,7	1,1	157,1

Как видно из таблицы за счет ввода новых проектных скважин и проведения гидроразрыва пласта добыто 66,8% всей дополнительной добычи от проведения ГТМ, что еще раз подтверждает эффективность данных мероприятий.

Анализируя в целом работу добывающих скважин, следует отметить, что практически более трети, от числящихся на объекте скважин, характеризуются высокой накопленной добычей нефти. Распределение добывающего фонда скважин (вместе с совместными) на 1.08.2011 г. по накопленной добыче нефти и жидкости приведено на рисунках 3.2.12 и 3.2.13. (здесь исключены 6 скважин, по которым добыча не велась).

Из рисунка 3.2.1.16 видно, что более 100 тыс. т накопленной добычи отмечается в 35 скважинах (28,7% фонда). Общая накопленная добыча нефти по этим скважинам составила немногим более трети от накопленной добычи по объекту и находится на уровне 4 957,2 тыс. т или 141.6 тыс. т на скважину.

Остальной фонд скважин по накопленной добыче нефти распределился следующим образом: от 50 до 100 тыс. т – 31 скважина (25,4% фонда) с накопленной добычей 2 408,1 тыс. т или 77,7 тыс. т на скважину; от 10 до 50 тыс. т – 36 скважин (29,5%) с накопленной добычей 908,8 тыс. т или 25,2 тыс. т на одну скважину и последняя группа скважин с накопленной добычей менее 10 тыс. т включает в себя 20 скважин (16,4%) по которым накопленная добыча составила всего 80,8 тыс. т или по 4,0 тыс. т на скважину.

Наиболее высокие накопленные отборы нефти характерны, в основном, для скважин, расположенных в центральных стягивающих рядах. Подавляющее большинство скважин, с накопленной добычей больше 100 тыс. т находится именно в этой зоне.

Что касается распределения скважин по накопленной добыче жидкости, то здесь 60 скважин с добычей более 100 тыс. т отобрали почти половину всей жидкости, добытой на объекте – 10 718,4 тыс. т (45,7%) или по 178,6 тыс. т на скважину.

Объект ЮВ₁ разрабатывается с 1990 года. Запроектирована трехрядная блоковая система с приконтурным заводнением. В процессе разработки система воздействия развивалась поэтапно. Освоение началось с 1992 года вводом под закачку семи скважин, находящихся на линиях разрезающих рядов на севере и в центре месторождения. За первые пять лет, в период 1992–1996 гг., было введено под закачку 28 скважин. Накопленная добыча нефти на эту дату составила 4979,6 тыс. т, добыча жидкости – 5210 тыс. т, закачка – 11392 тыс. м³. Соотношение нагнетательных скважин к добывающим – 1: 4,6. Средняя приемистость на скважину – 375 м³/сут.

В период 1997–2011 г. под закачку вводится еще 58 скважин, причем 23 скважины были пущены в работу за последние 7 месяцев текущего года. Накопленная добыча нефти на дату анализа составляет 15218,9 тыс. т, жидкости – 23453,6 тыс. т, закачка – 40952,7 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов жидкости 116,1%. Соотношение нагнетательных скважин к добывающим в целом по эксплуатационному фонду – 1: 1,9, а по действующему – 1: 1,8.

Всего в истории разработки объекта ЮВ₁ в нагнетательном фонде насчитывалось 87 скважин, по которым производилась закачка рабочего агента, соотношение эксплуатационного фонда нагнетательных и добывающих скважин колебалось от 7,8 в начале формирования системы воздействия, до 1,9 на дату анализа, и в среднем составляет 4,5. Приемистость на одну скважину почти в 2 раза превышает проектную. По состоянию на 1.08.2011 г. эксплуатационный нагнетательный фонд по отчетности предприятия составляет 63 единицы, в т.ч. действующий – 51. Динамика использования нагнетательного фонда представлена в таблице 3.2.14.

Таблица 3.2.14. Сравнение основных показателей системы воздействия

Показатели	Ед.изм.	Проект 2010 г	Факт 2010 г	Факт 2011 г
Действующий фонд нагнетательных скважин	скв.	86	47	51
Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	скв.	91	57	63
Действующий фонд добывающих скважин	скв.	342	108	94
Соотношение действующих нагнетательных и добывающих скважин		1:3,9	1:2,3	1:1,8
Объем закачанной воды с начала разработки	тыс. м ³	37338	37506	40952,7
Компенсация текущая	%	127	130,4	134,1
накопленная	%	113,6	114,7	116,1
Приемистость	м ³ /сут	188,4	346,9	367
Коэффициент использования нагнетательных скважин	д. ед.	0,95	0,82	0,81

Высокие темпы добычи требовали интенсивного освоения системы воздействия. Максимальный объем закачки по объекту был достигнут в 2011 году и составил 5598,0 тыс. м³, в то время как жидкости было отобрано чуть более 3 млн. т, средняя приемистость на скважину – 347 м³/сут. В целом по залежи, точнее по разбуренному участку, на дату анализа система воздействия реализована на 75%, что позволяет обеспечить высокие уровни отбора. Практически завершено формирование трех разрезающих рядов и положено начало созданию приконтурного заводнения.

В результате проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- Отмечается высокая эффективность бурения горизонтальных скважин. Добыча нефти за 2011 г. составила 17% от всей добычи на объекте, а средний дебит нефти почти в четыре раза превышает аналогичный показатель скважин без горизонтального участка.

- Текущие уровни добычи нефти практически соответствуют проектным вследствие более высоких дебитов, но фактический действующий фонд почти в 3 раза ниже проектного по причине низких темпов разбуривания. Наиболее высокие накопленные отборы нефти характерны, в основном, для скважин, расположенных в центральных стягивающих рядах, эксплуатирующихся на высокопродуктивных объектах разработки.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

- Неработающий добывающий фонд составляет 26,3% от эксплуатационного. Запуск в работу этих скважин возможен при выполнении комплекса геолого-технологических мероприятий, включающих в себя работы по ликвидации аварий, ремонтно-изоляционные работы, а также гидроразрыв пласта и обработки призабойной зоны, способствующие приросту дебита.

- В результате проведения работ по ГРП отмечается существенное увеличение дебитов жидкости и, соответственно, увеличение дебитов нефти. Общий эффект от ГРП оценивается в 8,1% от всей накопленной добычи, но есть негативные моменты, связанные с ростом обводненности и плохим качеством цементажа эксплуатационной колонны.

- По разбуренному участку залежи система воздействия реализована примерно на 75%, что позволяет обеспечить высокие уровни отбора, однако в ряде случаев неудовлетворительное состояние фонда сдерживает вовлечение в разработку низкопродуктивных запасов.

- Энергетическое состояние объекта ЮВ₁ можно считать удовлетворительным.

- В последнее время в разработке объекта наметились явные положительные тенденции. Добыча нефти растет, фонд бездействующих скважин сокращается, интенсивно вовлекаются в разработку запасы нефти, сосредоточенные в низкопродуктивных коллекторах, ранее не вовлеченные в разработку, что связано с появлением и применением новых технологий, позволяющих интенсифицировать добычу нефти и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Объект АчБВ₁₄₋₁₉ является вторым по объему запасов после ЮВ₁. Начальные геологические запасы по категориям С₁+С₂ оцениваются в размере 33760 тыс. т., что составляет около 9,1% всех запасов по месторождению. Извлекаемые – 7866 тыс. т. или 8,4% от всех извлекаемых запасов. Пласты ачимовской толщи разрабатываются с 1991 года.

За весь период эксплуатации на объекте пробурено 18 скважин, в т.ч. 15 добывающих и 3 нагнетательных, переведено с других объектов 64 скважины.

Проектный фонд, в соответствии с последним документом, на основании которого сегодня ведется разработка объекта ачимовской толщи, составляет 212 скважин, в том числе 112 добывающих и 110 нагнетательных.

Всего за время эксплуатации в пределах разбуренной площади в добыче перебывало 82 скважины. По состоянию на 1.08.11 г. в *эксплуатационном* фонде на объекте числится 80 скважин (86 с совместными), из них 72 добывающих и 8 нагнетательных. Действующий добывающий фонд составляет 62 скважины, под закачкой числится 8 скважин.

На дату анализа совместно с объектом ЮВ₁ в добыче участвуют 5 скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, и одна скважина числится в бездействии. В таблице 3.2.2.1 приводится состояние фонда на 1.08.2011 года, где в знаменателе указывается фонд с совместными скважинами.

Таблица 3.2.2.1. Состояние фонда скважин объекта АчБВ₁₄₋₁₉ на 1.08.2011 г.

Фонд скважин	Категория	Кол-во
Фонд добывающих скважин	Пробурено	15/21
	Возвращено с других горизонтов	59
	Всего	73/79
	в т.ч. действующие	62/67
	из них: фонтанные	52
	ЭЦН	10/15
	бездействующие	10/11
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	1
	контрольные	0

	Переведено на другие горизонты	1
	Ликвидированные	0
	Передано под закачку	8
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	3
	Возвращено с других горизонтов	5
	Переведено из добывающих	2
	в т.ч. из собственного фонда	2
	возвратного фонда	0
	Всего	8
	в т.ч. под закачкой	8
	в бездействии	0
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	0
	контрольные	0
	В эксплуатации на нефть	26
	Ликвидированные	0
	Переведено на другие горизонты	0
Всего		81/86

Проведение буровых работ на объекте началось в 1991 г., когда были пробурены первые 2 скважины, из которых за год было добыто 8,2 тыс. т. при среднем дебите 17,6 т/сут безводной нефти. Затем бурение было прекращено, и на протяжении семи лет добыча велась одной скважиной. В 1999 г. была введена одна скважина переводом с ЮВ₁, и только в 2004 году началось промышленное разбуривание, когда в работу были запущены сразу 6 скважин, из которых одна скважина из освоения прошлых лет переводом с другого объекта. За 2010 года введено в работу 5 скважин, из которых добыто 16,6 тыс. т. нефти при средней обводненности 30,5%, дебиты по жидкости и по нефти составили, соответственно, 60,3 и 41,9 т/сут.

Динамика ввода новых скважин

Максимальный объем добычи нефти, который составил 391,1 тыс. т. при среднегодовой обводненности 19,5% приходится как раз на дату анализа. Добыча жидкости находится на уровне 485,9 тыс. т. Практически 8 лет с

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

объекта добывалась безводная нефть, и только с 2005 г. отмечается интенсивный рост обводненности продукции, который достиг своего максимального показателя – 30,8% в 2008 г. Затем произошло некоторое снижение обводненности за счет ввода новых скважин. Динамика основных технологических показателей приводится в таблице 3.2.2.2 и на рисунке 3.2.2.2. Динамика коэффициентов использования и эксплуатации по нефтяному фонду приведена на рисунке 3.2.2.3.

Формирование системы ППД началось в июне 2003 года с вводом под закачку скважины 3001 на севере месторождения. Средняя приемистость по 2003 г. составляла 455 м³ в сутки. В 2011 году на дату анализа было переведено под закачку еще 7 скважин со средней приемистостью 261 м³ в сутки. Всего на 1.08.2011 г. в эксплуатационном нагнетательном фонде числится 8 скважин, которые все находятся под закачкой.

Таб. 3.2.2.2. Динамика добычи нефти, жидкости, закачки воды. Объект разработки: АчБВ₁₄₋₁₉

№	Дата	Добыча а нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обвод нённость, %	Закачк а воды, тыс. м ³	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	Приёмистость, м ³ /сут	Число раб. добыв. скв-н	Число раб. нагнет. скв-н
1	1998	8,2	8,2	8,2	8,2	17,6	17,6	0	0	0	0	2	0
2	1999	15,9	16,0	24,1	24,2	18,8	18,8	0,3	0	0	0	2	0
3	2000	15,0	15,0	39,1	39,2	24,4	24,4	0,1	0	0	0	1	0
4	2001	11,1	11,1	50,2	50,3	30,3	30,3	0,1	0	0	0	1	0
5	2002	7,8	7,8	58,0	58,1	21,4	21,4	0,0	0	0	0	1	0
6	2003	6,7	6,7	64,7	64,8	17,1	17,1	0,0	0	0	0	1	0
7	2004	7,2	7,2	71,9	72,0	19,6	19,7	0,5	0	0	0	1	0
8	2005	4,8	4,8	76,7	76,8	13,4	13,4	0,0	0	0	0	1	0
9	2006	10,2	11,2	86,9	88,0	19,7	21,5	8,6	0	0	0	2	0
10	2007	40,6	51,8	127,5	139,8	27,9	35,6	21,6	0	0	0	3	0
11	2008	84,7	122,5	212,2	262,3	25,9	37,4	30,8	0	0	0	20	0
12	2009	246,9	333,5	459,1	595,8	25,7	34,7	26,0	0	0	0	33	0
13	2010	360,7	470,7	819,8	1066,5	27,7	36,1	23,4	88,1	88,1	341	46	1
14	2011	391,1	485,9	1210,9	1552,4	32,1	39,9	19,5	184,7	272,8	243	62	8

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

В 2010 г. на объекте было добыто 360,7 тыс. т. нефти, 470,7 тыс. т. жидкости и 99,2 млн. м³ газа при средней обводненности 26%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 25,7 т/сут, по жидкости – 34,7 т/сут. Средний газовый фактор – 275 м³/т.

По состоянию на 2011 г. на объекте с начала разработки было добыто 1210,9 тыс. т нефти, 1552,4 тыс. т жидкости и 338,6 млн. м³ газа при средней обводненности продукции – 21,9%, накопленный объем закачки воды – 272,8 тыс. м³. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 32,1 т/сут, по жидкости – 39,9 т/сут, средний газовый фактор 320 м³/т, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,022 (по РГФ).

Анализ выполнения проектных решений показал, что фактические уровни добычи никогда не соответствовали проектным. Основной причиной этому послужило отсутствие бурения с 1998 г., которое было возобновлено только через 7 лет.

За 2010 год добыча нефти выше проектной на 21%, жидкости – на 28%. По накопленной добыче отставание составило по нефти на 33%, а по жидкости на 24,4%. Из таблицы 3.2.2.3 видно, что фактический действующий фонд почти на треть ниже проектного, а средние дебиты по нефти почти в 2 раза выше, в основном за счет проведения гидроразрыва пласта. Обводненность продукции за 2010 год составила 23,4% против 18,7% по проекту. Необходимо отметить, что за 7 месяцев текущего года обводненность несколько снизилась до 19,5%.

Таблица 3.2.2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки Верхне-Колик-Еганского месторождения Объекта АчБВ₁₄₋₁₉

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед.изм.	2006		2007		2008		2009		2010		2011
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	факт
1	Добыча нефти, всего	тыс. т	139	10,2	183	40,6	224	84,7	261	246,9	298	360,7	391,06
2	в т.ч. из переходящих скв.	тыс. т	102	5,4	147	40,6	188	77,5	227	246,9	264	304,4	374,47
3	в т.ч. из новых скв.	тыс. т	37	4,8	35	0	35	7,2	35	0	34	56,3	16,59
4	в т.ч. из механизир. скв.	тыс. т	55	0	91	5,4	134	9,1	183	33	239	45,9	43,6
5	Ввод новых скважин	шт.	12	1	12	0	12	6	12	0	12	10	5
6	в т.ч. из экспл. бурения	шт.		0		0		6		0		10	4
7	в т.ч. из разведоч. бурения	шт.		0		0		0		0		0	0
8	в т.ч. перевод с др. объект.	шт.		1		0		0		0		0	0
9	Дебит новых скважин	т\сут	22,4	32,1	18,5	0	18,3	19,8	18	0	17,8	57,9	41,9
10	Ср.число дн. раб. нов. скв.	дни	160	151	160	0	160	61	160	0	160	97	79,2
11	Ср.глубина новой скваж.	м	2620	0	2620	0	2620	2668	2620	0	2620	2712	3583
12	Эксплуатац. бурение, всего	тыс. м	31,4	0	31,4	0	31,4	4,28	31,4	0	31,4	21,5	7,2
13	в т.ч. добывающ. скважины	тыс. м		0		0		4,28		0		21,5	7,2
14	вспомог. и спец. скв.	тыс. м		0		0		0		0		0	0
15	Расч.вр. раб. нов. скв. пр. г.в дан. г.	дни	347	260	347	363	347	363	347	356	347	358	208
16	Расч.доб. неф. из нов. скв. пр. г. в д.г.	тыс. т	84	0	79	11,65	77	0	76	46,3	75	0	120,3
17	Доб.неф. из перех. скв. пред. года	тыс. т	52	4,8	102	5,4	147	40,6	188	77,5	227	246,9	304,4
18	Расч.доб. неф. из перех. скв. дан. г.	тыс. т	102	5,4	147	40,6	188	77,5	227	246,9	264	246,9	387,6
19	Ожид.доб. неф. из пер. скв. дан. г.	тыс. т	136	4,8	181	17,05	224	40,6	265	123,8	301	304,4	692,0

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

20	Изменение доб. неф. из пер. скв	тыс. т	-34	0,6	-34	23,6	-36	36,5	-38	123,1	-37	57,53	-83,2
21	Проц.измен. доб. неф. из пер. скв.	%	-24,8	12,5	-24,8	138,1	-18,7	90,9	-14,3	99,4	-12,3	23,3	-12,0
22	Мощность новых скважин	тыс. т	0,079	12	0,077	0	0,076	22	0,075	0	0,074	200	73
23	Выбытие добывающих скважин	шт.	1	0	1	0	2	1	2	0	2	1	5
24	в т.ч. под закачку	шт.	1	0	1	0	2	0	2	0	2	1	2
25	Фонд добывающих скважин на к.г.	шт.	31	2	42	4	52	20	62	36	72	54	72
26	в т.ч. нагн. в отработке	шт.		1		2		12		21		29	35
27	Действующий фонд доб. скв. на к.г.	шт.	17	2	39	3	49	20	58	33	68	46	62
28	Перевод скважин на мех. добычу	шт.	12	0	9	1	10	2	12	2	14	3	8
29	Фонд механизированных скважин	шт.	6	0	21	1	31	7	43	15	58	18	20
30	Ввод нагнетательных скважин	шт.	1	0	1	0	2	0	2	0	2	1	3
31	Выбытие нагнетательных скважин	шт.		0		0		0		0		0	0
32	Фонд нагнетательных скв. на к.г.	шт.	6	0	7	0	9	0	11	0	13	1	8
33	Действующий фонд наг. скв. на к.г.	шт.		0		0		0		0		1	8
34	Фонд введ. рез. скв. на конец года	шт.		0		0		0		0		0	0
35	Ср. дебит действ. скв. по жидкости	т\сут	19,2	21,5	18,2	35,6	17,6	37,4	17,2	34,7	17,4	36,1	39,9
36	Ср. дебит перех. скв. по жидкости	т\сут	19,2	15,1	18,1	35,6	17,4	37,3	17,1	34,7	17,3	34,1	39,2
37	Ср. дебит новой скв. по жидкости	т\сут	19,1	37,1	19,1	0	18,3	38,3	18	0	17,8	61,3	60,3
38	Средняя обводнен. продукции	%	8	8,6	11	21,6	13	30,8	15,5	26	18,7	23,4	19,5
39	Сред. обводнен. прод. перех. скв	%	10,6	3,6	0	0	15	28,6	17,4	26	20,6	26	18,9
40	Сред. обводнен. прод. новой скв	%	0	13,5	13,3	21,6	0	48,2	0	0	0	5,4	30,5
41	Средний дебит скв. по нефти	т\сут	17,7	19,7	16,2	27,9	15,3	25,9	14,6	25,7	14,1	27,7	32,1
42	Средний дебит перех. скв. по нефти	т\сут	17,2	14,6	15,7	27,9	14,8	26,6	14,1	25,7	13,7	25,2	31,8
43	Средняя приемистость наг. скваж.	м³\сут	86,9	0	101,6	0	98,8	0	97,2	0	105,8	454	243
44	Добыча жидкости, всего	тыс. т	151	11,2	205	51,8	257	122,5	309	333,5	367	470,7	485,9

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

45	в т.ч. из переходящих скв.	тыс. т	114	5,6	170	51,8	222	108,5	274	333,5	333	411,1	481,4
46	в т.ч. из новых скв.	тыс. т	37	5,6	35	0	35	14	35	0	34	59,6	4,515
47	в т.ч. механизированным способом	тыс. т	60	0	103	6,7	154	28,7	216	69,4	294	100,6	91,0
48	Добыча жидкости с нач. разработки	тыс. т	273,1	88,0	478,5	139,8	735,5	262,3	1044,5	595,8	1411,5	1066,5	1552,4
49	Добыча нефти с нач. разработки	тыс. т	257	86,9	440	127,5	664	212,2	925	459,1	1223	819,9	1210,9
50	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,006	0,002	0,009	0,002	0,014	0,004	0,020	0,008	0,026	0,015	0,022
51	Отбор от НИЗ (по РГФ)	%	3	0,6	5,1	0,9	7,6	1,5	10,6	3,2	14,1	5,7	8,4
52	Темп отбора от НИЗ (по РГФ)	%	1,6	0,07	2,1	0,28	2,6	0,59	3	1,7	3,4	2,5	2,7
53	Темп отбора от ТИЗ	%		0,08		0,31		0,64		1,9		2,7	3,0
54	Закачка воды	тыс. м ³	181	0	247	0	308	0	371	0	477	88,1	184,7
55	Закачка воды с начала разработки	тыс. м ³	348,5	0	595	0	903,3	0	1274,1	0	1751,2	88,1	272,8
56	Компенсация отбора: текущая	%	68	0	69	0	70	0	71	0	78	11,3	22,6
57	с начала разработки	%		0		0		0		0		5,0	10,6

На дату анализа подавляющее большинство скважин действующего фонда (83,9%) эксплуатируется фонтанным способом и только 10 скважин оборудовано электроцентробежными установками.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила за 2010 год 45,9 тыс. т или 12,7%, а за 2011 г. – 43,6 тыс. т или 11,2%. Средний дебит: по нефти соответственно 11,2 т/сут и 14,5 т/сут; по жидкости 24,6 т/сут и 30,4 т/сут; обводненность продукции 54,5% и 52,2%.

Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались в 2010 году фонтанным способом, составила 314,8 тыс. т или 87,3%, а за 2011 г. – 347,5 тыс. т или 88,9%. Средний дебит по нефти соответственно 35,2 т/сут и 37,9 т/сут; по жидкости 41,4 т/сут и 43,0 т/сут; обводненность продукции 14,9% и 12,0%. Распределение основных показателей разработки по применяемым на объекте способам добычи в 2010–2011 гг. приводится в таблице 3.2.2.4.

Таблица 3.2.2.4. Основные показатели разработки с распределением по способам эксплуатации

Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс. т		Добыча жидкости, тыс. т		Дебит нефти, т		Дебит жидкости, т		Обводненность, %	
	2010 Год	2011 год	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год
Фонтан	314,8	347,5	370,1	394,9	35,2	37,9	41,4	43,0	14,9	12,0
ЭЦН	45,9	43,6	100,6	91,0	11,2	14,5	24,6	30,4	54,5	52,2
Всего	360,7	391,1	470,7	485,9	27,7	32,1	36,1	39,9	23,4	19,5

Всего за период эксплуатации объекта с помощью погружных электроцентробежных насосов было добыто 137 тыс. т, фонтанным способом – 1073,9 тыс. т. Таким образом, подавляющая часть (88,7%) общей добычи нефти была обеспечена с помощью фонтанного способа эксплуатации (рисунок 3.2.2.4).

Объект АчБВ₁₄₋₁₉ находится на первой стадии разработки. Из 67 скважин 57 эксплуатируются с обводненностью менее 50%. Распределение действующих скважин по интервалам дебитов нефти и обводненности представлено в таблице 3.2.2.5.

Таблица 3.2.2.5. Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности (вместе с совместными)

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %							Итого
	<10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	>95	
0–5			1	1	1	2	1	6
5–10	2	1		1	2			6
10–20	5	2	3	1				11
20–40	11	8	2					21
40–60	9	5	1					15
60–80	2	2						4
80–90	1	1		1				3
>90		1						1
Итого	30	20	7	4	3	2	1	67

Из таблицы видно, что с дебитами нефти менее 5 т/сут. работает 6 скважин, что составляет 8,9%, с дебитом от 5 до 10 т/сут. – тоже 6 скважин (8,9%), с дебитом от 10 до 40 т/сут. – 32 скважин (47,8%), с дебитом от 40 до 60 т/сут. – 15 скважин (22,4%). Остальные 8 скважин имеют дебит более 60 т/сут.

По интервалам обводненности действующие скважины распределились следующим образом: с обводненностью менее 10% работают 30 скважины, что составляет 44,8%, с обводненностью от 10 до 30% – 20 скважин (29,9%), с обводненностью от 30 до 50% – 7 скважин (10,4%). С обводненностью же более 50% эксплуатируются около 15% скважин. С высокой обводненностью более 90% отмечены 3 скважины. Таким образом, подавляющее большинство скважин (85,7%), имеют текущую обводненность менее 50%.

Неработающий добывающий фонд с совместными скважинами по состоянию на 2010 г. составил 14 скважин или 19,4% от эксплуатационного фонда. Основной рост неработающего фонда скважин начинается с 2008 г., когда он достигает 13 скважин и на протяжении почти трех лет остается стабильно на этом уровне.

Распределение скважин неработающего фонда по интервалам дебитов нефти и обводненности на дату анализа представлено в таблице 3.2.2.6.

Таблица 3.2.2.6. Распределение неработающего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %						Итого
	0–10	10–30	30–60	60–90	90–95	>95	
<5					1	4	5
5–10	2	2	1	1	1		7
>10	1	1					2
Итого	3	3	1	1	2	4	14

Из таблицы видно, что из 14 скважин неработающего фонда обводненность более 90% зафиксирована примерно в половине всех скважин. В интервале обводненности от 0 до 30% остановлено 6 скважин. С дебитами до 10 т/сут. в неработающем фонде находятся 12 скважин или 85,7%. Распределение скважин неработающего фонда по причинам остановки приведено в таблице 3.2.2.7.

Таблица 3.2.2.7. Распределение скважин неработающего фонда объекта АчБВ₁₄₋₁₉ по причинам остановки

№ п/п	Причина остановки	Количество скважин
1	В ожидании ГИС	1
2	Изоляция «0»	5
3	Отсутствие подачи ЭЦН	2
4	В ожидании перевода на другой объект	1
5	Подготовка к ГРП	4

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

6	Аварийные работы (прихват НКТ)	1
	<i>Итого</i>	<i>14</i>

В ожидании текущего ремонта по смене и оптимизации электроцентробежной установки находится 7 скважин. Столько же скважин ждут проведения капитального ремонта для подготовки к ГРП, переводу на другой объект, и ликвидации аварии. Кроме того, необходимо отметить, что из числа неработающих скважин с обводненностью более 90%, выявлено половина, где по данным АКЦ отмечается плохое качество цементирования эксплуатационной колонны. В таблице 3.2.2.8 приводятся данные по распределению скважин неработающего фонда по накопленной добыче нефти.

Таблица 3.2.2.8. Накопленная добыча нефти по скважинам неработающего фонда

	Накопленная добыча нефти, тыс. т.				
	< 1	1–5	5–10	40–50	Итого
Количество скважин	4	7	1	2	14

Массовое проведение ГРП на объектах ачимовской толщи началось в 2007 г. Объемы работ постоянно увеличивались, и на 2010 г. было проведена 72 скважино-операции на 61 скважине (21 переходящая и 40 новых, принятых из бурения и освоения). Это составляет 84,7% от всего эксплуатационного нефтяного фонда по объекту на 2010 г. Причем на 5 скважинах гидроразрыв был проведен дважды.

Таблица 3.2.2.9. Динамика проведения ГРП и дополнительная добыча нефти

Показатели	Годы					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Количество скважино-операций	2	2	12	11	18	27
Годовая добыча нефти, т.т	10,2	40,6	84,7	246,9	360,7	391,1
Добыча нефти от ГРП, тыс. т	0,6	7,6	32,3	59,3	80,1	139,7
Доля добычи нефти от ГРП, %	5,3	18,7	38,1	24,0	22,2	33,1

Прежде чем оценивать эффективность проведения ГРП необходимо сказать, что продуктивные пласты ачимовской толщи АчБВ₁₄₋₁₉, содержащие промышленную нефть, чрезвычайно неоднородны по своим свойствам, имеют прерывистое линзовидное строение, в плане эти линзы часто не совпадают. Такое геологическое строение вызывает необходимость подбирать систему взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин, которая бы уменьшила риск попадания в «сухие» зоны пластов, позволяла бы организовать систему поддержания давления и вытеснения, без которой невозможна выработка запасов нефти из пластов ачимовской толщи.

За 2011 год проведено 27 операций ГРП как на новых, так и на старых скважинах, в т.ч. четыре повторных гидроразрыва. Дополнительно из этих скважин добыто 139,7 тыс. т. нефти, среднесуточный дебит по жидкости составил – 49,5 т/сут, по нефти – 41,5 т/сут, обводненность продукции – 16%. Дополнительный прирост дебитов составил: по жидкости –44,9 т/сут, по нефти –40,2 т/сут. Но здесь необходимо заметить, что из 27 скважин, на которых был проведен ГРП, 14 скважин пришли из бурения и освоения переводом с других объектов, т.е. до проведения гидроразрыва добычи по объектам ачимовской толщи не было.

Для того, чтобы оценить общий эффект от гидроразрыва пласта, из анализа были исключены скважины, на которых были проведены повторные операции ГРП, скважины, эксплуатирующие совместно несколько объектов и новые скважины, принятые из бурения и освоения переводом с других объектов. Таким образом, было проанализировано 16 скважин. Накопленная добыча нефти и жидкости до проведения гидроразрыва по этим скважинам в 3,1 раза ниже, чем после ГРП. Соответственно средний дебит нефти и жидкости после мероприятия оказался выше в 1,9 и в 3,7 раза. И если условно принять базовую добычу, от которой считался эффект, неизменной во времени, то дополнительная добыча нефти на дату анализа от проведения ГРП на *этих* скважинах, составляет 142 тыс. т или 8,9 тыс. т на одну

скважину. Сравнение основных показателей до и после проведения гидроразрыва, приведены в таблице 3.2.2.10.

Таблица 3.2.2.10. Эффективность проведения ГРП

Параметры до ГРП					Параметры после ГРП				
Накоп- ленная добыча нефти, тыс. т.	Накоп- ленная добыча жид-ти, тыс. т.	Дебит нефти, т/сут	Дебит жид- ти, т/сут	Об- вод- нен- ность, %	Накоп- ленная добыча нефти, тыс. т.	Накоп- ленная добыча жид-ти, тыс. т.	Дебит нефти, т/сут	Дебит жид- ти, т/сут	Об- вод- нен- ность, %
66,4	87,4	16,6	21,8	23,9	208,4	272,6	30,6	40,2	23,5

Распределение 16 скважин по дебитам нефти и обводненности приведено в таблице 3.2.2.11, где в знаменателе показано количество скважин после гидроразрыва.

Таблица 3.2.2.11 Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности до и после ГРП

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %							Итого
	<10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	>95	
<5	3 / –						1 / –	4 / –
5–10	1 / 1				1 / –	1 / –		3 / 1
10–20	3 / –	1 / –		– / 1				4 / 1
20–30	1 / 1	1 / 1	1 / 2					3 / 4
30–40	1 / 2							1 / 2
>40	– / 4	1 / 4						1 / 8
Итого	9 / 8	3 / 5	1 / 2	– / 1	1 / –	1 / –	1 / –	16 / 16

Из таблицы можно видеть, что с дебитами нефти более 40 т/сут. стала работать почти половина всех скважин, тогда как до проведения гидроразрыва таких скважин практически не было.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Распределение скважин по накопленной добыче нефти с начала разработки до и после проведения гидроразрыва можно видеть в таблице 3.2.2.12.

Таблица 3.2.2.12. Накопленная добыча нефти до и после ГРП по переходящим скважинам

Интервал накопленной добычи нефти, тыс. т.	Количество скважин до ГРП	Количество скважин после ГРП
<1	8	
1–2	1	2
2–5	1	
5–10	4	3
10–20	1	7
20–30	1	2
30–40		1
40–50		1
Всего	16	16

Также был оценен общий эффект от гидроразрыва пласта от всех скважин, за исключением тех, на которых ГРП был проведен дважды. Накопленная добыча после ГРП по 56 переходящим и новым скважинам составляет 760,3 тыс. т или 13,6 тыс. т на скважину. Дополнительную добычу нефти корректно посчитать затруднительно ввиду того, что по новым скважинам нет базовой добычи по объектам ачимовской толщи до гидроразрыва.

Распределение всех скважин по дебитам и обводненности, на которых был проведен ГРП, за исключением повторных, приводится в таблице 3.2.2.13.

Кроме проведения гидроразрыва по пластам ачимовской толщи, за счет различных ГТМ за 2011 год дополнительно добыто 186,0 тыс. т. нефти. В таблице 3.2.2.14 приводятся данные по эффективности геолого-технических мероприятий с разбивкой по видам работ.

Таблица 3.2.2.13. Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности после проведения ГРП

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %							Итого
	<10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	>95	
<5					1	3	2	6
5–10	1				2			3
10–20	1	2	1	2	1			7
20–30	1	3	3					7
30–40	7	5						12
>40	12	9						21
Итого	22	19	4	2	4	3	2	56

Таблица 3.2.2.14. Эффективность ГТМ в 2011 году

Показатели	Ввод из бурения	Оптимизация	ПМД	ГРП	Всего
Количество скважин, шт.	4	1	2	27	34
Прирост дебита нефти, т/сут.	43,0	0,2	3,6	40,8	87,6
Прирост дебита жидкости, т/сут.	75,6	0,7	5,2	44,2	125,7
Доп. добыча нефти, тыс. т	44,9	0,1	1,3	139,7	186,0

Как видно из таблицы за счет ввода новых проектных скважин и проведения гидроразрыва пласта добыто 99,2% всей дополнительной добычи от проведения ГТМ, что еще раз подтверждает эффективность данных мероприятий.

Анализируя в целом работу добывающих скважин, следует отметить, что около 15%, от участвующих в добыче на объекте добывающих скважин, характеризуются высокой накопленной добычей нефти от 30 до 60 тыс. т, 42 скважины имеют накопленную добычу менее 10 тыс. т. и чуть более трети – от 10 до 30 тыс. т. Распределение скважин добывающего фонда на 2011 г. по накопленной добыче нефти.

Более 30 тыс. т накопленной добычи отмечается в 12 скважинах (14,8%). Общая накопленная добыча нефти по этим скважинам составила почти половину от всей накопленной добычи по объекту и находится на

уровне 552,9 тыс. т или 46,1 тыс. т на скважину, причем на 9 скважинах из этой группы был проведен гидроразрыв пласта. Остальной фонд скважин по накопленной добыче нефти распределился следующим образом: от 10 до 30 тыс. т – 27 скважин (33,3% фонда), с накопленной добычей 512,5 тыс. т или 18,9 тыс. т. на скважину; менее 10 тыс. т – 42 скважины (51,9% фонда) с накопленной добычей 145,6 тыс. т или 3,5 тыс. т на скважину.

Что касается распределения скважин по накопленной добыче жидкости, то здесь 19 скважин с добычей более 30 тыс. т отобрали больше половины всей жидкости на объекте – 792,4 тыс. т (51%) или по 41,7 тыс. т на скважину. Распределение скважин по накопленной добыче жидкости на дату анализа приведено на рисунке 3.2.2.7.

Пласты ачимовской толщи разрабатываются с 1999 г. Освоение системы воздействия началось только во второй половине 2008 г. с вводом под закачку скважины №3001 в северной части месторождения. Накопленная закачка за 2010 г. составила 88,1 тыс. м³ при среднесуточной приемистости 454 м³ в сутки и текущей компенсации 11% (при проектной – 78%). За 2011 г. в работу вводится еще 7 скважин со средней приемистостью 254 м³ в сутки. Накопленная добыча нефти на эту дату – 1210,9 тыс. т, жидкости – 1552,4 тыс. т. Соотношение нагнетательных скважин к добывающим в целом по эксплуатационному фонду (вместе с совместными) – 1: 10, а по действующему – 1: 8; приемистость на одну скважину в 2,5 раза выше, чем предусмотрено последним проектным документом, а накопленная компенсация – в 7 раз ниже. По состоянию на 2011 г. эксплуатационный нагнетательный фонд по отчетности предприятия составляет 8 единиц, и все находятся в действующем фонде.

Динамика пластового давления прослеживается по картам изобар, представленным нефтедобывающим предприятием за последние четыре года. Среднее пластовое давление снижено против первоначального почти на 10% и составляет на 2011 г. 21,3 МПа.

Что касается забойного давления по добывающим скважинам, то наметилась тревожная тенденция к его постоянному уменьшению. По имеющимся данным за 2010 год было замерено почти 100% скважин действующего фонда. Среднее забойное давление составило 10,7 МПа, что на 47% ниже давления насыщения, а за 2011 г. оно еще снизилось почти на 10%. Интервал изменения забойного давления колеблется от 5,1 до 16,9 МПа.

В результате проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- Сопоставление проектных и фактических показателей в области отборов нефти и жидкости показало, что проектные решения не выполняются. Причины этих отклонений носят как объективный (не подтверждение принятой при проектировании оценки запасов нефти), так и субъективный характер (отставание в проведении буровых работ, снижение эффективности использования добывающих и нагнетательных скважин).

- Доля неработающего добывающего фонда составляет 19,4% от эксплуатационного. Коэффициент использования добывающего фонда – 0,806. Запуск в работу этих скважин возможен при выполнении комплекса геолого-технологических мероприятий, включающих в себя работы по ликвидации аварий, а также гидроразрыв пласта и обработки призабойной зоны.

- В результате работ по ГРП было проведено 72 скважино-операции на 61 скважине, что составляет 87,7% от всего эксплуатационного нефтяного фонда на 2011 г. Накопленная добыча от всех скважин, на которых был проведен гидроразрыв, за исключением повторных, составляет 760,3 тыс. т. Дополнительную добычу нефти корректно посчитать затруднительно, ввиду того, что по новым скважинам нет базовой добычи до ГРП.

- По разбуренному участку залежи система воздействия находится в начальной стадии реализации. Соотношение нагнетательных скважин к добывающим по действующему фонду 1:8, приемистость выше в 2,5 раза,

чем предусмотрено последним проектным документом, а накопленная компенсация ниже в 7 раз.

- Энергетическое состояние объекта АчБВ₁₄₋₁₉ нельзя считать удовлетворительным, так как имеются обширные зоны пониженного пластового давления, которое можно объяснить отставанием ввода новых нагнетательных скважин. Кроме того, намечается тревожная тенденция к постоянному уменьшению забойного давления по добывающим скважинам, что крайне нежелательно ввиду массового проведения гидроразрыва пласта. Также как и по объекту ЮВ₁ отмечается недостаток информации по гидродинамическому и промыслово-геофизическому контролю за процессом заводнения и пластовым давлением за период с начала разработки. Построенные нефтедобывающим предприятием карты равных давлений, вызывают сомнение в их корректности вследствие крайней неравномерности замеров по площади.

Объект ПК₆. Начальные геологические запасы по категории С₁+С₂ оцениваются в размере 2355 тыс. т, что составляет 0,63% от всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 471 тыс. т или 0,5% от всех извлекаемых запасов. Пласт ПК₆ эксплуатируется двумя скважинами с 2004 года.

По состоянию на 2011 г. в *эксплуатационном* фонде на объекте числятся 2 скважины, все добывающие. Действующий добывающий фонд составляет также 2 скважины, причем одна (№1172) – находится в текущем простое.

По состоянию на 2011 г. с начала разработки на объекте было добыто 0,5 тыс. т. нефти, 17,9 тыс. т жидкости и 0,051 млн. м³ газа при средней обводненности 97,5%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 2,7 т/сут, по жидкости – 108,5 т/сут. Средний газовый фактор – 113,8 м³/т.

На дату анализа все скважины действующего фонда эксплуатируется механизированным способом с помощью электроцентробежных установок.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила за 2004 год 0,18 тыс. т, средний дебит: по нефти 2,6 т/сут; по жидкости 113,3 т/сут; обводненность продукции 97,8%.

Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались в 2011 году фонтанным способом, составила 0,27 тыс. т, средний дебит по нефти – 2,8 т/сут; по жидкости 103,2 т/сут, обводненность продукции 97,3%.

Было произведено 3 измерения пластового давления в скважине №1172, которое в среднем составляет 10,9 МПа, забойное – 10,3 МПа.

Объект ПК₁₉. Начальные геологические запасы по категории C₁+C₂ оцениваются в размере 61524 тыс. т., что составляет 16,5% от всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 12304 тыс. т или 13,1% от всех извлекаемых запасов. Пласт ПК₁₉ эксплуатируется с февраля 2011 года фонтанной скважиной №4003.

Накопленная добыча нефти составляет 2,496 тыс. т, жидкости – 2,526 тыс. т и газа – 0,228 млн. м³. Среднесуточный дебит нефти с начала разработки – 14,1 т/сут, жидкости – 14,3 т/сут, средний газовый фактор – 91,3 м³/т, средняя обводненность – 1,2%.

Было произведено 2 измерения пластового давления, которое в среднем составляет 13,2 МПа, забойное – 11,3 МПа. В транзитной скважине №439 проводились исследования на остаточное нефтенасыщение, которое показало, что оно не изменилось.

Объект ПК₂₀¹. Начальные геологические запасы по категории C₁+C₂ оцениваются в размере 17155 тыс. т, что составляет 4,6% от всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 3431 тыс. т или 3,7% от всех извлекаемых запасов. Пласт ПК₂₀¹ эксплуатируется с 2004 года.

За весь период эксплуатации переведено с других объектов 21 скважина. Всего за время эксплуатации в пределах разбуренной площади в добыче перебивало 21 скважина. По состоянию на 2011 г. в *эксплуатационном* фонде на объекте числятся 22 скважины из них 21 добывающая и 1 нагнетательная. Действующий добывающий фонд

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

составляет 21 скважину, под закачкой скважин нет. На дату анализа совместных скважин на объекте нет. В таблице 3.2.5.1 приводится состояние фонда на 2011 год.

Динамика технологических показателей представлена на рисунке 3.2.5.1. По состоянию на 2011 г. на объекте было добыто 33,6 тыс. т нефти, 69,2 тыс. т жидкости и 3,9 млн. м³ газа при средней обводненности 51,4%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 21,5 т/сут, по жидкости – 44,2 т/сут. Средний газовый фактор – 116,2 м³/т. Накопленный объем закачки воды – 1,6 тыс. м³, приемистость нагнетательной скважины – 106,3 м³/сут.

Таблица 3.2.5.1. Состояние фонда скважин объекта ПК₂₀¹ на 2011 г.

Фонд скважин	Категория	Кол-во
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0
	Возвращено с других горизонтов	21
	Всего	21
	в т.ч. действующие	21
	из них: фонтанные	3
	ЭЦН	18
	бездействующие	0
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	0
	контрольные	0
	Переведено на другие горизонты	0
	Ликвидированные	0
	Передано под закачку	0
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0
	Возвращено с других горизонтов	1
	Переведено из добывающих	1
	в т.ч. из собственного фонда	0
	возвратного фонда	1
	Всего	1
	в т.ч. под закачкой	0

	в бездействии	1
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	0
	контрольные	0
	В эксплуатации на нефть	14
	Ликвидированные	0
	Переведено на другие горизонты	0
Всего		22

На дату анализа подавляющее большинство действующего фонда (85,7%) эксплуатируется механизированным способом с помощью электроцентробежных установок. Из 21 скважин установками ЭЦН буродовано 18, и только 3 скважин эксплуатируется фонтанным способом.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила за 2011 год 29,5 тыс. т, средний дебит: по нефти 25,4 т/сут; по жидкости 50,9 т/сут; обводненность продукции 50,2%.

Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались в 2011 году фонтанным способом, составила 4,1 тыс. т или 12,3%, средний дебит по нефти – 10,3 т/сут; по жидкости 24,9 т/сут, обводненность продукции 58,6%. Распределение основных показателей разработки по применяемым на объекте способам добычи приводится в таблице 3.2.5.2 и на рисунке 3.2.5.3.

Таблица 3.2.5.2. Основные показатели разработки с распределением по способам эксплуатации скважин объекта ПК₂₀¹

Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс. т		Добыча жидкости, тыс. т		Дебит нефти, т		Дебит жидкости, Т		Обводненность, %	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Фонтан	-	4.1	-	10.0	-	10.3	-	24.9	-	58.6
ЭЦН	-	29.5	-	59.3	-	25.4	-	50.9	-	50.2
Всего	-	33.6	-	69.3	-	21.5	-	44.2	-	51.4

Как уже отмечалось ранее, объект ПК₂₀¹ находится на первой стадии разработки, но тем не менее, из 21 скважины 8 эксплуатируются с обводненностью более 70%. Распределение действующих скважин по интервалам дебитов нефти и обводненности представлено в таблице 3.2.5.1. Из таблицы видно, что с дебитами нефти менее 5 т/сут. работает 4 скважины, что составляет 19%, с дебитом от 5 до 20 т/сут – 9 скважин (42,8%) и с дебитом от 20 до 50 т/сут. – 8 скважин (38%).

Таблица 3.2.5.3. Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %							Итого
	<10	10–30	30–50	50–70	70–90	90–95	>95	
0–5				1	1	1	1	4
5–10			1		2	1		4
10–20		1	1	1	2			5
20–30		1	1	1				3
30–40	2							2
40–50		1	2					3
Итого	2	3	5	3	5	2	1	21

По интервалам обводненности действующие скважины распределились следующим образом: с обводненностью менее 50% работает почти половина скважин, с высокой обводненностью более 90% отмечены 3 скважины или 14,2%.

Анализируя в целом работу добывающих скважин, необходимо отметить, что более половины имеют накопленную добычу нефти менее 1 тыс. т и только 2 скважины отобрали чуть больше 5 тыс. т ввиду очень непродолжительного срока эксплуатации.

Информации по гидродинамическим исследованиям практически нет ввиду того, что 90% действующего фонда оборудовано электроцентробежными насосами. За время работы замеры пластового давления были проведены в четырех скважинах, а среднее значение

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

составило 11,2 МПа. Забойное давление было замерено в пяти скважинах и оценивается величиной 9,3 МПа.

Объект БВ₁₀. Начальные геологические запасы по категории C₁+C₂ оцениваются в размере 39748 тыс. т, что составляет 10,7% от всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 9750 тыс. т или 10,4% от всех извлекаемых запасов. Пласт БВ₁₀ эксплуатируется с 2003 года.

Всего за время эксплуатации в пределах разбуренной площади в добыче перебывало 2 скважины (1035, 1039), которые до возврата с находились под нагнетанием на ЮВ₁. По состоянию на 2011 г. в *эксплуатационном* фонде на объекте числится 1 добывающая скважина, которая в настоящее время находится в простаивающем фонде. Нагнетательных скважин на объекте нет.

На дату анализа на объекте было добыто 1,025 тыс. т нефти, 20,9 тыс. т жидкости и 0,203 млн. м³ газа при средней обводненности 95,1%. Среднесуточный дебит действующей скважины с начала разработки по нефти составил 2,9 т/сут, по жидкости – 58,6 т/сут. Средний газовый фактор – 198 м³/т.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила 0,553 тыс. т, средний дебит: по нефти 2,3 т/сут; по жидкости 68,4 т/сут; обводненность продукции 96,6%.

Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались фонтанным способом, составила 0,472 тыс. т, средний дебит по нефти – 3,9 т/сут; по жидкости 39,4 т/сут, обводненность продукции 90,1%.

Пластовое давление было замерено только в скважине №1035 в октябре 2003 г. и составило 20,1 МПа, коэффициент продуктивности – 3,6 т/сут/МПа.

Объект БВ₁₁. Начальные геологические запасы по категории C₁+C₂ оцениваются в размере 28811 тыс. т, что составляет 7,7% от всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 5712 тыс. т или 6,1% от всех извлекаемых запасов. Пласт БВ₁₁ эксплуатируется с 2001 года.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

За весь период эксплуатации переведено с других объектов 9 скважин. Всего за время эксплуатации в пределах разбуренной площади в добыче перебивало 13 скважин. По состоянию на 2011 г. в *эксплуатационном* фонде на объекте числятся 8 добывающих скважин и одна пьезометрическая. Нагнетательных скважин нет. Действующий добывающий фонд составляет 3 скважины. На дату анализа ни добывающих, ни нагнетательных совместных скважин на объекте нет. В таблице 3.2.7.1 приводится состояние фонда на 2011 г.

Таблица 3.2.7.1 Состояние фонда скважин объекта БВ₁₁ на 2011 г.

Фонд скважин	Категория	Кол-во
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0
	Возвращено с других горизонтов	9
	Всего	9
	в т.ч. действующие	3
	из них: фонтанные	0
	ЭЦН	3
	бездействующие	5
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	1
	контрольные	0
	Переведено на другие горизонты	0
	Ликвидированные	0
	Передано под закачку	0
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0
	Возвращено с других горизонтов	0
	Переведено из добывающих	0
	в т.ч. из собственного фонда	0
	возвратного фонда	
	Всего	0
	в т.ч. под закачкой	0
	в бездействии	0
	в освоении	0
	в консервации	0

	пьезометрические	0
	контрольные	0
	В эксплуатации на нефть	1
	Ликвидированные	0
	Переведено на другие горизонты	0
Всего		9

По состоянию на 2011 г. на объекте было добыто 38,5 тыс. т нефти, 365,2 тыс. т жидкости и 5,65 млн. м³ газа при средней обводненности 90%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 5,7 т/сут, по жидкости – 53,6 т/сут. Средний газовый фактор – 146,8 м³/т.

На дату анализа все скважины действующего фонда эксплуатируется механизированным способом с помощью электроцентробежных установок.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила за 2011 год 11,5 тыс. т, средний дебит: по нефти – 5 т/сут; по жидкости – 61 т/сут; обводненность продукции – 91,8%. За семь месяцев 2004 г. добыто 3,6 тыс. т нефти и 61,7 тыс. т жидкости. Средний дебит по нефти – 4,3 т/сут, по жидкости – 73,9 т/сут, обводненность – 94,2%.

Всего с начала разработки с помощью электроцентробежных установок было добыто 32,5 тыс. т нефти, 358,8 тыс. т жидкости и 4832 млн. м³ газа. Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались фонтанным способом, составила 6 тыс. т, жидкости – 6,4 тыс. т и газа – 0,818 млн. м³ газа.

Информации по гидродинамическим исследованиям очень мало. За время работы замеры пластового давления были проведены в шести скважинах, а среднее значение на 2010 г. составило 20,8 МПа. Забойное давление было замерено в двух скважинах и оценивается величиной 19,3 МПа. В целом по залежи построить кондиционную карту равных пластовых давлений не представляется возможным, ввиду малочисленности исследований.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Объект ЮВ₃. Начальные геологические запасы по категории С₁ оцениваются в размере 2816 тыс. т, что составляет 0,8% от всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 704 тыс. т или 0,7% от всех извлекаемых запасов. Пласт ЮВ₃ эксплуатируется с 1999 года.

Всего за время эксплуатации в пределах разбуренной площади в добыче перебивало 9 скважин. По состоянию на 2011 г. в **эксплуатационном** фонде (совместно с пластами ачимовской толщи) на объекте числятся 5 добывающих скважин. Действующий добывающий фонд составляет 4 скважины, под закачкой скважин нет. В таблице 3.2.8.1 приводится состояние фонда на 2011 г.

Динамика технологических показателей представлена на рисунке 3.2.8.1 и таблице 3.2.8.2. По состоянию на 2011 г. на объекте было добыто 199,8 тыс. т нефти, 210,5 тыс. т жидкости и 42,9 млн. м³ газа при средней обводненности 5,1%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 21,0 т/сут, по жидкости – 22,1 т/сут. Средний газовый фактор – 214,7 м³/т.

Таблица 3.2.8.1. Состояние фонда скважин объекта ЮВ₃ на 2011 г.

Фонд скважин	Категория	Кол-во
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0
	Возвращено с других горизонтов	5
	Всего	5
	в т.ч. действующие	4
	из них: фонтанные	0
	ЭЦН	4
	бездействующие	1
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	0
	контрольные	0
	Переведено на другие горизонты	0
	Ликвидированные	0
	Передано под закачку	0

Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0
	Возвращено с других горизонтов	0
	Переведено из добывающих	0
	в т.ч. из собственного фонда	0
	возвратного фонда	
	Всего	0
	в т.ч. под закачкой	0
	в бездействии	0
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	0
	контрольные	0
	В эксплуатации на нефть	0
	Ликвидированные	0
Переведено на другие горизонты	0	
Всего	5	

На дату анализа все скважины действующего фонда эксплуатируется механизированным способом с помощью электроцентробежных установок, хотя в 2011 г. еще присутствовал фонтанный способ эксплуатации.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила за 2011 год 17,4 тыс. т, средний дебит: по нефти 34,3 т/сут; по жидкости 35,5 т/сут; обводненность продукции 3,6%.

Добыча нефти по скважинам, которые эксплуатировались в 2011 году фонтанным способом, составила 5,0 тыс. т, средний дебит по нефти – 29,7 т/сут; по жидкости 30,3 т/сут; обводненность продукции 1,9%. Распределение основных показателей разработки по применяемым на объекте способам добычи. приводится в таблице 3.2.8.2.

Таблица 3.2.8.2. Основные показатели разработки с распределением по способам эксплуатации скважин объекта ЮВ₃ за 2010–2011 гг.

Способ эксплуатации	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность, %

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

	2010 год	2011 год								
Фонтан	19,9	5,0	20,0	5,1	31,1	29,7	31,4	30,3	1,0	1,9
ЭЦН	7,2	17,4	7,3	18,1	19,5	34,3	19,7	35,5	0,7	3,6
Всего	27,1	22,4	27,3	23,2	26,9	33,1	27,1	34,2	0,9	3,2

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Всего же с начала разработки фонтанным способом было добыто 169,0 тыс. т. нефти (84,6%), а с помощью механизированной добычи – 30,8 тыс. т. нефти, что составляет 15,4%. Таким образом, подавляющая часть общей добычи нефти была обеспечена с помощью фонтанного способа эксплуатации (рис. 3.2.8.1).

Как уже отмечалось ранее, объект ЮВ₃ находится на первой стадии разработки. Все скважины работают практически безводной нефтью, и только одна (№640) имеет обводненность 98,9%. Дебиты по нефти имеют значительный разброс и колеблются в интервалах от 0,4 до 77,5 т/сут.

Анализируя в целом работу добывающих скважин, необходимо отметить, что 4 скважины имеют накопленную добычу нефти более 20 тыс. т, 3 скважины – менее 10 тыс. т и 2 скважины отобрали менее 1 тыс. т. Практически такая же картина складывается и по жидкости ввиду очень незначительной обводненности на дату анализа. Распределение добывающих скважин по накопленной добыче нефти на 2011 г.

Существует явная тенденция к снижению забойного давления. По имеющимся данным, за 2011 г. было замерено всего 2 скважины, среднее забойное давление составило 7,4 МПа, а интервал изменения колеблется от 7,2 до 7,5 МПа.

Объект ЮВ₈. Начальные геологические запасы по категории C₁+C₂ оцениваются в размере 5419 тыс. т, что составляет 1,5% от всех запасов нефти по месторождению. Извлекаемые – 1084 тыс. т или 1,2% от всех извлекаемых запасов. Пласт ЮВ₈ эксплуатировался двумя скважинами очень непродолжительное время в течение 1999–2000 гг.

По состоянию на 2011 г. с начала разработки на объекте было добыто 5,8 тыс. т нефти, 5,9 тыс. т жидкости и 1,3 млн. м³ газа при средней обводненности 1,3%. Среднесуточный дебит действующей скважины по нефти составил 14,4 т/сут, по жидкости – 14,6 т/сут. Средний газовый фактор – 227,8 м³/т.

На дату анализа действующих добывающих скважин на объекте нет.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Никаких гидродинамических и промыслово-геофизических исследований за время эксплуатации проведено не было.

4. Анализ работы механизированного фонда на верхне-коликеганском месторождении

4.1 Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти

Общие сведения

Погружной центробежный электронасос входит в комплект оборудования для эксплуатации нефтяных скважин, который принято называть «Установкой погружного центробежного электронасоса для добычи нефти», сокращенно УЭЦН.

Общий вид установки, представленной на рис. 4.1., включает в свой состав наземное оборудование – трансформатор 8, станцию управления 7, оборудование устья нефтяной скважины 6 и погружное оборудование – центробежный насос 2 с электродвигателем и гидрозащитой 1, колонну подъемных труб 4, электрический кабель 3. Насос 2 с двигателем и гидрозащитой 1, собранный в единую сборочную конструкцию, устанавливается в скважине под уровень добываемой жидкости.

Установки центробежных электронасосов обычного исполнения

Установки скважинных центробежных электронасосов (УЭЦН) предназначены для эксплуатации нефтяных скважин при различных условиях: в чисто нефтяных и почти полностью обводненных скважинах; при содержании в откачиваемой жидкости газа и песка и жидкости с повышенной температурой.

В зависимости от условий эксплуатации, то есть от количества различных компонентов, содержащихся в откачиваемой жидкости, разработаны установки обычного исполнения (УЭЦН) и с повышенной коррозионной износостойкостью (УЭЦНК)

В зависимости от поперечного габарита скважинного электронасосного агрегата установки подразделяют на следующие условные группы:

Группа УЭЦН 4 5 5А 6 8

Внутренний диаметр обсадной колонны, мм, не менее 112 127,7 130
148,3 205,7

Наружный диаметр насоса, мм 86 92 103 114 193

УЭЦН предназначена для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости (нефти, воды, нефтяного газа и механических примесей) со следующей характеристикой:

- максимальное содержание попутной воды, % – 99
- водородный показатель попутной воды, рН – 5,0–8,5
- максимальная плотность жидкости, кг/м³ – 1400
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой

- обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД, мм²/с – 1
- максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов, г/л (%) :

обычного исполнения – 0,1 (0,01)

коррозионно-стойкого исполнения – 0,2 (0,02)

износостойкого, коррозионно-износостойкого исполнения – 0,5 (0,05)

повышенной коррозионно-износостойкости – 1,0 (0,10)

при комплектации насосов фильтром тонкой очистки – 3,0 (0,30)

- микротвердость частиц по Моосу для насосов, баллов
- обычного, коррозионно-стойкого исполнения – 5
- повышенной коррозионно-износостойкости, износостойкого, коррозионно-износостойкого исполнения – 7

- максимальное содержание свободного газа на приеме насоса -25% по объему, с применением газосепаратора в составе установки -55%, с применением газосепаратора-диспергатора -65%, с применением модуля входного диспергирующего в составе установки -30%;

- максимальная концентрация сероводорода для насосов, г/л (%):
- обычного, износостойкого исполнения – 0,01 (0,001)

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

коррозионно-стойкого, коррозионно-износостойкого исполнения, повышенной коррозионно-износостойкости – 1,25 (0,125)

- максимальная температура откачиваемой жидкости, оС – 150 (при заказе оговаривается отдельно)

- максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки, МПа – 40;

- количество агрессивных компонентов, не более: CO₂–0,15 г./л, HCO₃–1 г./л, Cl–20 г./л, Ca²⁺–2 г./л (при применении насосов повышенной коррозионно-износостойкого, коррозионноизносостойкого, коррозионностойкого исполнения).

УЭЦНК применяют в жидкой среде с содержанием сероводорода в количестве 0,1–1,25 г./л. Механических примесей до 0,1 г/л.

Оборудование установок погружных центробежных электронасосов принято обозначать следующим образом:

УЭЦНМ5–80–1950,

где У – установка; Э – электропривод (от погружного электродвигателя); Ц – центробежный насос; Н – нефтяной; М – модульный; 5 – группа насоса, характеризующая внутренний диаметр обсадной колонны скважины (в данном случае внутренний диаметр обсадной колонны 121,7 мм); 80 – подача насоса, м³/сут, 1950 – напор в метрах водяного столба жидкости.

Номенклатура насосов

Исполнение насоса	Производительность насосов в рабочей зоне, м ³ /сут.	Напор насосов, min-тах, м	Потребляемая мощность насосов, min-тах, кВт
ЭЦНАКИ 4–100	75–130	326–3969	6,85–83,58
ЭЦНАКИ 4–20И	12–27	139–3500	1,05–26,49
ЭЦНАКИ 5–15И	10–22,5	163–3552	1,03–22,42
ЭЦНА (К) 5–18	12–30	510–3984	4,01–31,30
ЭЦНАКИ 5–20И	12–25	156–3588	1,18–27,14
ЭЦНАКИ 5А-25	10–50	483–3911	4,98–40,37

ЭЦНАКИ 5А-35И	25–50	706–3931	8,38–46,68
ЭЦНАКИ 5А-50	25–80	507–3935	7,29–56,60
ЭЦНАКИ 5А-80	35–110	536–3993	11,59–86,44
ЭЦНАКИ 5А-80И	60–100	191–3590	3,48–65,28
ЭЦНАКИ 5А-100И	70–130	752–3526	16,14–75,63
ЭЦНАКИ 5А-125	75–175	440–3982	14,88–134,66
ЭЦНАКИ 5А-250	195–320	275–3949	13,72–196,82
ЭЦНА (К) 5А-400	300–440	195–3436	14,89–262,36
ЭЦНАКИ 5А-500	430–570	168–2493	17,67–262,05
ЭЦНАКИ 5А-700М1	600–850	167–2100	22,54–283,55
ЭЦНАКИ 5А-800М1	700–920	148–2059	23,94–332,64
ЭЦНАКИ 5А-700М2	580–850	191–2122	22,69–251,92
ЭЦНАКИ 5А-800М2	650–920	174–2123	23,90–292,35
ЭЦНАК 6–800	550–920	191–2141	28,87–324,01
ЭЦНАКИ 6–800	550–920	184–1979	29,81–321,26
ЭЦНАКИ 6–1000	850–1200	163–2025	30,97–383,87
ЭЦНАКИ 6–1250	1100–1550	147–1872	37,44–478,40

Варианты конструктивного исполнения

Наименование	Условное обозначение	Характеристика
Стандартное исполнение	S (стандарт)	Для нормальных условий эксплуатации. Оснащено двухопорной рабочей ступенью (ДРС) из модифицированного чугуна
Стандартное с повышенной вибростойкостью	SVR (standard/vibrate-resistant)	МС оснащены промежуточными подшипниками
Повышенной коррозионной стойкости	CR (corrosive-resistant)	Общая стойкость в средах с pH от 5 до 8. ДРС из чугуна «нирезист»
Повышенной коррозионной вибростойкости	и CVR (corrosive-vibrate-resistant)	ДРС из чугуна «нирезист», МС с промежуточными подшипниками
Коррозионно-стойкое	CRH (H ₂ S-corrosion resistant)	Стойкость в сероводороде с концентрацией до 1,25 г./л. ДРС из чугуна «нирезист». Валы из сплава «К-монель»
Коррозионно-вибростойкое	CVRH (H ₂ S-corrosion/vibrate – resistant)	Стойкость в сероводороде с концентрацией до 1,25 г./л. ДРС из чугуна «нирезист», МС с промежуточными подшипниками, валы из сплава «К-монель»

С подшипниками повышенной износостойкости	ARB (abrasive-resistant bearing)	ДРС из чугуна «нирезист», МС с износостойкими основными и промежуточными подшипниками и пятой. КВЧ до 0,2 г/л.
Повышенной износостойкости	AR (abrasive-resistant)	ДРС из чугуна «нирезист» с износостойкими осевыми опорами. МС с износостойкими основными и промежуточными подшипниками и пятой. КВЧ до 1 г/л.
Износостойкое	ARN (High abrasive-resistant)	ДРС из материала с высокой коррозионной и износостойкостью, износостойкие опоры ДРС, подшипники и пята. КВЧ до 2 г/л.

4.2 Погружной электродвигатель

Общие сведения

Погружной электрический двигатель (ПЭД) – двигатель, который служит приводом для центробежных насосов, работающих в глубинных скважинах. **Погружной электродвигатель** является составляющей частью погружного насосного агрегата, в который входят так же насос, сливной и обратные клапаны. Главным условием продолжительной бесперебойной работы погружного электродвигателя является его гидрозащита, поскольку при работе он находится полностью погруженный в среду перекачивания. Жидкость может быть самая различная – от воды, смеси соль-воды до нефти и ее смесей с водой и газами. Таким образом, среда зачастую бывает агрессивная, приводящая к быстрой коррозии. Именно поэтому при производстве погружного электродвигателя гидрозащите уделяется наибольшее внимание.

Двигатели предназначены для привода погружных центробежных насосов УЭЦНМ (АЛНАС), ЭЦНМ (Борец), ВННП (Новомет) для работы в среде пластовой жидкости (смеси нефти и воды в любой пропорции) с температурой не более 900С, содержащей: – механические примеси (с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса) – не более 0,5г/л – содержание сероводорода – для нормального исполнения – не более 0,01г/л; для коррозионного исполнения – не более 1,25г/л – свободный

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

газ по (объему) – не более 55% – гидростатическое давление в зоне эл. двигателя – не более 25 (250) МПа (кг/см²)

Структура условного обозначения погружного электродвигателя

X ПЭД X1 X2 XXX X3 X4 X5 B5 где: X – номер модификации (может отсутствовать) ПЭД – погружной электродвигатель, ПЭДУ – унифицированный X1-конструктивное исполнение (отсутствие буквы – несекционный, С – секционный) X2-исполнение стойкости к коррозии (отсутствие буквы – нормальное, К – коррозионностойкое) XXX – мощность, (12–140) кВт X3-диаметр корпуса, (96,103,117,123,130) мм X4 – шифр модификации гидрозащиты X5-шифр модернизации гидрозащиты (может отсутствовать) B5 – климатическое исполнение и категория размещения

Номенклатура погружного электродвигателя

Тип электро двигателя	Мощность кВт	Напряжение В	Ток, А	КПД %	Min d Скважин, мм	Кол-во секций	Длина мм,	Масса, кг
ЭД16–96М	16	500	30	79	112	1	3353	177
ЭД22–96М	22	645	31,5	79	112	1	4035	212
ЭД28–96М	28	790	32,5	79	112	1	4722	251
ЭД32–96М	32	790	38	80	112	1	5062	240
ЭД36–96М	36	1000	33	79	112	1	5745	308
ЭД40–96М	40	1150	32,5	79	112	1	6427	346
ЭДС56–96М	56	1560	33,5	79,5	112	2	10620	563
ЭДС63–96М	63	1500	37	80	112	2	10022	467
ЭДС70–96М	70	1920	34	79,5	112	2	13337	671
ЭД22–103М1	22	700	27,5	81	121,7	1	3685	200
ЭД40–103М1	40	1200	30	81,5	121,7	1	5385	300
ЭД56–103М1	56	1600	32	81	121,7	1	6405	358

ЭДС90– 103М3	90	1980	40	82	121,7	2	11184	660
ЭДС125– 103М3	125	2560	44	81	121,7	2	13938	700
ЭДС150– 103М3	150	3900	35,7	80	121,7	2	15310	795
ЭД28– 117М	28	900	26	84,5	123,7	1	3640	246
ЭД50– 117М	50	1400	28	84,5	123,7	1	5540	389
ЭД80– 117М4	80	2000	35	85	123,7	1	7060	507
ЭДС100– 117М	100	2000	38,5	85	130	2	9996	689
ЭДС160– 117М4	160	2100	65	84	130	2	12227	857
ЭДС300– 117М4	300	2880	90	83	130	3	19397	1373

4.3 Гидрозащита погружного электродвигателя

Общие сведения

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Существует несколько вариантов гидрозащиты: П, ПД, Г. Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого исполнений. Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 21 г./см, обладающий физико-химическими свойствами с пластовой жидкостью и маслом. Гидрозащита состоит из двух камер сообщенных трубкой. Изменение объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируется перетоком барьерной жидкости из одной камеры в

другую. В гидрозащите закрытого типа применяются резиновые диафрагмы. Их эластичность компенсирует изменение объема масла.

Конструктивное исполнение гидрозащит:

Конструкции гидрозащит:

- все типы гидрозащит выполнены в моноблочном исполнении;
- гидрозащита может быть изготовлена с совмещенным входным модулем с приемной сеткой;
- любой тип гидрозащит может быть выполнен в коррозионностойком исполнении (К);
- любой тип гидрозащит может быть выполнен в высокотермостойком исполнении (Т1). Такие гидрозащиты работоспособны при температуре пластовой жидкости до 170°C;
- применение в гидрозащитах торцовых уплотнений ведущих отечественных и зарубежных фирм;
- оснащение перепускными обратными клапанами, обеспечивающими стравливание избыточного внутреннего давления и удаления свободной газовой фазы из масляной полости ПЭД в процессе работы УЭЦН;
- выполнение валов гидрозащит из нержавеющей стали высокой прочности;
- наличие в конструкции фильтра-холодильника, предназначение которого – фильтрация и охлаждение масла в районе узла пяты;
- наличие усиленного узла пяты для восприятия осевой нагрузки от насоса.

Условное обозначение

Х Г К Т Х Х М

1. Количество диафрагменных камер;
2. Гидрозащита;

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

3. Исполнение коррозионностойкости (отсутствует при обычном исполнении)

4. Исполнение нагревостойкости:

– отсутствует при температуре пластовой жидкости до 90°C;

– Т-при температуре пластовой жидкости до 120°C;

– Т1-при температуре пластовой жидкости до 170°C;

5. Габаритная группа (4, 5, 5А, 6,8);

6. Номер разработки;

Г К Х М А Х Л Х Д Х Э

1. Гидрозащита

2. Исполнение коррозионностойкости (отсутствует при обычном исполнении)

3. Исполнение нагревостойкости:

Т – при температуре пластовой жидкости до +120°C,

Т1-при температуре пластовой жидкости до +170°C

4. Модульное исполнение

5. Завод-изготовитель ОАО «АЛНАС»

6. Габаритная группа

7. Л – лабиринтная камера

8. Количество диафрагменных камер, соединенных параллельно (образующих единую полость)

При одной диафрагменной камере цифра единица не ставится

9. Д – диафрагменная камера

10. Д – дополнительная диафрагменная камера, соединенная последовательно (образующая отдельную полость, разделенную торцовым уплотнением и клапаном)

11. Эвольвентное соединение валов (при прямобочном шлицевом соединении исполнения буква Э не ставится)

Тип гидрозащиты	Комплектуется с электродвигателем габарита, мм
-----------------	--

1Г (К, Т, Т1) 57М	103,117
2Г (К, Т, Т1) 57М	103,117
2Г (К, Т, Т1) 5А7 (Э)	117
2Г (К, Т, Т1) 67 (Э)	130
1Г(Т) 87	180
ТТМА4Л2Д	96
Г (К, Т) МА5ЛДД	103,117
Г (К, Т) МА5АЛД	117
Г (К, Т) МА6Л2ДЭ	130

4.4 Кабель

Подвод электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса осуществляется через кабельную линию, состоящую из питающего кабеля и муфты кабельного ввода для соединения с электродвигателем. В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить: – Кабель марок КПБК или КППБПС – в качестве основного кабеля. – Кабель марки КПБП (плоский) – Муфта кабельного ввода круглая или плоская. Кабель КПБК состоит из медных однопроволочных или многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой прочности и скрученных между собой, а также подушки и брони. Кабели марок КПБП и КППБПС в общей шланговой оболочке состоят из медных однопроволочных и многопроволочных жил, изолированных полиэтиленом высокой плотности и уложенных в одной плоскости, а так же из общей шланговой оболочке, подушки и брони. Кабели марки КППБПС с отдельно отшлангованными жилами состоят из медных одно-, многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтилена высокого давления и уложенных в одной плоскости.

Рабочие характеристики

Кабель марки КПБК имеет: Рабочее напряжение, В – 3300 Допустимое давление пластовой жидкости, МПа – 19,6 Допустимый газовый фактор, м/т – 180 Кабель марки КПБП имеет: Рабочее напряжение, В – 2500 Допустимое давление пластовой жидкости, МПа – 19,6 Допустимый газовый фактор, м/т

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

– 180 Кабель марки КПБК и КПБП имеет допустимые температуры окружающей среды от 60 до 45 С воздуха, 90 С – пластовой жидкости.

Кабель КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначен для эксплуатации при температуре окружающей среды до+160°С.

Кабель в сборе имеет унифицированную муфту кабельного ввода К38 (К46) круглого типа. В металлическом корпусе муфты герметично заделаны изолированные жилы плоского кабеля с помощью резинового уплотнителя.

К токопроводящим жилам прикреплены штепсельные наконечники.

Круглый кабель имеет диаметр от 25 до 44 мм. Размер плоского кабеля от 10,1x25,7 до 19,7x52,3 мм. Номинальная строительная длина 850, 1000, 1800 м.

Марки и элементы конструкции

Марка кабеля	ГОСТ, ТУ	Макс. рабочая температура, °С	Конструктивные особенности
КПБК	ТУ 16-505.129-82	90	С изоляцией из двух слоев полиэтилена высокой плотности, со скрученными жилами (круглый)
КПБП		90	То же, с параллельно уложенными жилами (плоский)
КПБТ	ТУ 16.К56-025-97	110	С изоляцией из полипропиленовой композиции, со скрученными жилами (круглый)
КПБПТ		110	То же, с параллельно уложенными жилами (плоский)
КЭПБТ		110	То же, что и КПБТ, с эмалевым покрытием жил
КЭПБПТ		110	То же, плоский
КППБКТ	ТУ 16.К13-012-92	120	С изоляцией из слоя облученного полиэтилена и слоя полипропиленовой композиции, круглый
КППБПТ		120	То же, плоский

Число жил, сечение, мм	КПБК		КПБП	
	Внешний d, мм	Масса, кг/км	Внешний d, мм	Масса, кг/км
3 x 6	24,2	679,5	10,7 x 26,6	730,1

3 x 10	28,5	907,9	13,5 x 32,7	967,2
3 x 16	30,4	1135,0	14,4 x 35,4	1195,8
3 x 25	33,0	1461,9	15,4 x 39	1524,0
3 x 35	35,2	1805,2	16,6 x 42	1866,5

Технические характеристики

Кабели предназначены для эксплуатации скважинной жидкости, содержащей нефть, а также воду и газ со следующими показателями:	
– содержание воды	до 100%
– водородный показатель попутной воды	РН 6,0–8,5
– концентрация сероводорода не более	0,01 г./л
– гидростатическое давление не более	25 МПа
– газовый фактор не более	500м ³ /м ³
Ток утечки при напряжении постоянного тока 18 кВ, пересчитанный на 1 км длины и $\Delta t = +20^{\circ}\text{C}$, не более:	1x10 ⁻⁵ А
Электрическое сопротивление изоляции, пересчитанное на длину 1 км и $t = +20^{\circ}\text{C}$, составляет не менее	2500 МОм
Раздавляющее усилие кабелей не менее:	
– для кабелей с жилами сечением 8 мм ² ;	98 кН (10 тс)
– для кабелей с жилами остальных сечений.	158 Кн (16 тс)
Кабели стойки к воздействию смены температур при неподвижной прокладке:	от – 60 ⁰ С до +90 ⁰ С
Относительная влажность воздуха (при $t^0 +35^{\circ}\text{C}$)	98%
Радиус изгиба кабелей при спускоподъемных и перемоточных операциях не менее	380 мм
Спуско-подъемные и перемоточные операции с кабелем должны производиться при температуре не ниже (в условиях искусственного обогрева кабеля)	– 40 ⁰ С
Спуск кабеля в скважину и подъем из нее должны производиться плавно со скоростью не более:	0,25 м/с
Средний срок службы кабелей при соблюдении требований к условиям хранения и эксплуатации	5 лет

4.5 Нарботка УЭЦН на отказ

Основным параметром, используемого для анализа наработки фонда скважин, оборудованных УЭЦН, является наработка на отказ. По регламенту эксплуатации УЭЦН ТНК-ВР, расчет показателя производится следующим

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

образом: сумма отработанного количества суток всеми УЭЦН за скользящий год относится к суммарному количеству отказов УЭЦН за скользящий год. Данный параметр является универсальным показателем который наиболее объективно позволяет провести анализ работы фонда УЭЦН.

последующем анализе работы фонда УЭЦН, данный параметр будет являться основным при выявлении причинно следственной связи между проводимыми техническими и технологическими мероприятиями и текущим состоянием работы УЭЦН на ВКЕ.

Распределение наработки на отказ с декабря 2010 года по март 2012. Из него следует что наработка на отказ в течении анализируемого периода увеличилась на девяносто суток. На данную положительную динамику оказали влияние такие факторы как, изменение парка УЭЦН с менее на более надежные. Данные изменения касались всех узлов УЭЦН: ЭЦН, ПЭД, гидрозащита, кабельная линия. Кроме того повлияла интеллектуализация системы управления работы УЭЦН, а именно: установка более технологичных станций управлений (позволяющих изменять частоту переменного тока, наиболее оптимальным образом подбирать периодический режим работы) усиление контроля за работой фонда УЭЦН со стороны телемеханики, использование датчиков ТМС для отслеживания в режиме реального времени давления и температуры на приеме ЭЦН. Данные факторы будут более подробно рассмотрены ниже.

На ВКЕ месторождении основными факторами осложняющими эксплуатацию ЭЦН являются: АСПО, коррозия погружного оборудования, солеотложения и низкое давление на приема УЭЦН.

Из графика (4.5.1.) видно что в начале 2012 года произошло снижение наработки на отказ УЭЦН, что объясняется:

- возгоранием ПС-35/6кВ К-32. 4 УЭЦНа, в связи с их высокой текущей наработкой (700 суток) на тот период скважины запустить не удалось по причине «клин»;

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

- первопричиной отказа 10 скважин послужило отслоения покрытия PolyPlex, вследствие чего на внутренней поверхности НКТ образовались локальные участки без покрытия с благоприятными условиями для отложения АСПО;
- 2 отказа было получено при тестирование системы ЭЦН+пакер, особенности конструкции которой не позволяют проводить профилактические мероприятия (обратная промывка УЭЦН ушедшего в клин, через затрубное пространство).

По стандартам ТНК-ВР преждевременными отказами считаются отказы на УЭЦН отработавшие менее 100 суток. Из рисунка 4.5.2. видно, что в течении исследуемого периода количество преждевременных отказов снизилось с 12%, до 7% и при этом количество отказов УЭЦН проработавших больше года увеличилось с 33%, до 55%.

Основные изменения парка УЭЦН которые привели к положительной динамике наработки на отказ являлись увеличение числа ЭЦН 5 группы с 16-до 25% и полное исключение к 2012 году ЭЦН 1 группы, что позволило безотказно эксплуатировать ЭЦН в более суровых условиях.

Изменения коснулись и парка ТМС: благодаря усилению электротехнической линии УЭЦН увеличилась надежность работы погружных датчиков ТМС, с 205-до 385 скважин (рис. 4.5.4.). 10 УЭЦН без ТМС на конец исследуемого периода обусловлено широким ассортиментом станции управления и ТМС, что влечет за собой наличие вероятности несоответствия погружного датчика ТМС и наземного оборудования. Данная проблема является следствием отсутствия унифицированного стандартного протокола обмена данных, между датчиком ТМС и станцией управления разных заводов изготовителей.

Динамический уровень понизился с 1563 до 1787 метров из-за смены установок меньшего размера на тип большого размера, неравномерной системы заводнения, интенсивного отбора жидкости и снижения пластового давления, пластовое давление упало с 61 до 45,5 атмосфер (рис. 4.5.5.) На

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Верхнеколик-Еганском месторождении заглубляют установки в среднем до 2343 м, снижая забойное давления в среднем до 73 атм., что позволяет увеличить приток жидкости из пласта. Снижение давления на приеме УЭЦН в следствии названных выше явлений ведет к увеличению вероятности срыва подачи ЭЦН, увеличению объема свободной газовой фазы, усиление кавитации в рабочих органах ЭЦН, как следствие к перегреву ЭЦН и ПЭД.

В 2011 году основное число преждевременных отказов 48% (53 скважины) происходило по несвязанным с пластовыми условиями причинам (R 0, полет оборудования, не герметичность обсадной колонны, отказ наземного электрооборудования заводские дефекты оборудования и т.д.). 22% (24 скважины) преждевременных отказов происходит из-за твердых отложений солей. Механические примеси являются причиной преждевременных отказов в 18% случаев (20 скважинах). Коррозия оборудования ЭЦН является причиной отказов в 8% (9 скважинах). 4%(4 скважинах) отказов происходит по причине негативного влияния на оборудование АСПО. Дабы справиться с проблемой отложения солей, коррозией и АСПО на внутренней поверхности НКТ в ВНГ активно используются НКТ с полимерным покрытием Poly Plex.

Рассмотрим так же динамику распределения преждевременных отказов с наработкой менее года за 1 квартал 2012 года. Отказов произошло по причинам не связанным с пластовыми условиями. Механические примеси привели к отказу 25%(5 скважинах). В 10% (2 скважинах) преждевременный отказ произошел по причине коррозии оборудования. Так же 10% (2 скважины) преждевременно отказали из-за отложения солей. 5%(1 скважина) одверглась влиянию АСПО.

Анализ причин отказа скважин оборудованных ЭЦН.

Рассмотрим основные причины отказов УЭЦН:

1. Неправильный подбор УЭЦН, при котором производительность установки больше притока пластовой жидкости из пласта. В режиме малых подач происходит интенсивный нагрев рабочих органов и корпуса насоса.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Возможно плавление изоляции, что приводит к снижению сопротивления изоляционного слоя;

2. Некачественный вывод на режим, при котором нарушается режим охлаждения ПЭД, что влечет за собой перегрев и отказ двигателя;

3. Механическое повреждение кабеля. Чаще всего происходит при спуске УЭЦН в следствии превышения допустимой скорости спуска кабеля;

4. Интенсивное солеотложение при эксплуатации пластовой жидкости. Увеличивается радиальный износ в рабочих органах насоса (износ рабочих колес, направляющих аппаратов, защитных втулок вала и промежуточных радиальных подшипников ЭЦН) и повышении вибрации, а так же засорение приемной сетки ЭЦН;

5. Повышенное содержание КВЧ неблагоприятно сказывается на работе ЭЦН: забиваются проходные сечения и изнашиваются рабочие органы насоса, что приводит к увеличению уровня вибрации;

6. Некачественный монтаж УЭЦН, нарушение технологии монтажа, которая привела к отказу;

7. Отказы по наземному электрооборудованию;

8. Скрытый дефект в теле кабеля (микротрещины в изоляционном слое необнаруженные при испытании кабеля, но проявившие себя при спуско-подъемных операциях или эксплуатации УЭЦН);

9. Старение изоляции кабеля (снижение электроизоляционных свойств кабеля при эксплуатации из-за работы в условиях повышенной температуры, газосодержания);

10. Экспериментальные работы, проводимые для испытания новых видов оборудования, узлов, новых технологий (ЭЦН+ пакер).

Рассмотрим отказы узлов УЭЦН и их причины

Снижение сопротивления изоляции происходит по следующим причинам:

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

1. Механическое повреждение изоляции кабеля при спуске УЭЦН, вследствие нарушения скорости спуска установки или наличия в скважине посторонних предметов;

2. Попадание пластовой или продавочной жидкости в полость двигателя (не герметичность торцовых уплотнений ГЗ, нарушения герметичности токоввода или фланцевого соединения двигатель – гидрозащита), вследствие вибрации или попадания атмосферных осадков при монтаже;

3. Перегрев ПЭД (при нарушении режима охлаждения, происходит нагрев, снижение изоляции и замыкание обмотки электродвигателя).

Полеты происходят по следующим причинам:

Данный тип аварии подразделяется на два основных вида:

- 1) По НКТ;
- 2) Самопроизвольное расчленение по узлам УЭЦН.

Большое количество «полётов» УЭЦН происходило по расчленению установки, наибольшее число аварий произошло из-за расчленения между верхней и нижней секций насоса. Основной причиной самопроизвольного расчленения является нарушение технологическими службами нефтепромыслов ТУ расположения УЭЦН в скважине по кривизне, Самопроизвольное расчленение также происходит из-за износа рабочих органов УЭЦН и снижением дебита более чем на 50%. Причиной «износа» ЭЦН является: – односторонний износ (кривизна); – воздействие мех. примесей (КВЧ); – работа УЭЦН в экспериментальном режиме (периодическая работа); – неправильный подбор установки (без расчета подбора оборудования и исследований); – сборка отремонтированных узлов УЭЦН с повышенными допусками в деталях из-за отсутствия комплектующих узлов. Причинами «полётов» по НКТ являются: – усталость металла НКТ; – износ резьбы НКТ.

Мероприятия по снижению числа вышеуказанных аварий:

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

1. Технологической службе ЦИТС усилить контроль за соблюдением ТУ расположения УЭЦН в скважине по кривизне (0,05 ОС на 10 м);
2. Не допускать работу установки в левой части диаграммы напорных характеристик.
3. Производить своевременную отбраковку НКТ и ремонт НКТ на заводе в полном объёме.
4. Обеспечить контроль со стороны супервайзерской службы за состоянием НКТ после подъема УЭЦН и перед его спуском.

Солеотложения происходят по причинам:

– высокая обводненность продукции скважины, а так же причины связанные с параметрами добываемой пластовой жидкости как таковой – наличие в ней нерастворенных и растворенных природных минералов, сюда не относятся особенности геологического строения разрабатываемых пластов;

– изменение термобарических условий в скважине в процессе интенсивного отбора жидкости для поддержания проектных темпов разработки месторождения, что приводит к выпадению осадка. Так, смещение рабочей зоны в левую часть гидродинамической характеристики приводит к повышению температуры перекачиваемой жидкости и увеличению кавитационных процессов и, как следствие, – к выпадению солей в осадок;

– к формированию солеобразующих соединений и агрессивной среды приводит смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава;

– особенности и недостатки конструктивного исполнения ГНО, а также с повреждением оборудования, в том числе по причине коррозии.

Методы борьбы с солеотложением:

Существуют физические, технологические и химические методы борьбы с солеотложениями.

ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Магнитная обработка. Под действием магнитного поля растворенные соли меняют свою структуру, не осаждаются в виде твердых отложений, выносятся как мелко-дисперсные кристаллический «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам – необходимость монтажа подъемного оборудования, необходимость обработки продукции до начала кристаллизации солей, то есть, невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. Также метод не предотвращает образование солей, и в целом его результаты неоднозначны.

Акустический метод. Принцип действия – специальный акустический излучатель создает колебания, которые предотвращают образование центров кристаллизации, что способствует срыву мелких кристаллов солей с поверхности. К недостаткам можно отнести

сложность конструкции. Кроме того, метод не предотвращает образование солей, а переносит образование солей в продукцию. Результаты и в этом случае также неоднозначны.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Первый из указанных технологических методов – это изменение технологических параметров. То есть, изменение забойного давления путем изменения типоразмера ЭЦН и (или) глубины спуска. При этом изменяются термобарические условия. К недостаткам можно отнести то, что применение данного метода возможно только при подземном ремонте на скважине, и в некоторых случаях можно получить снижение добычи нефти при уменьшении производительности УЭЦН.

Метод турбулизации потоков. Механизм действия: сокращение сроков пребывания в скважине перенасыщенных растворов за счет увеличения скоростей восходящих потоков жидкости ухудшает условия для кристаллизации солей, способствует сокращению зарождающихся микрокристаллов и их прилипанию к поверхности оборудования. Недостатки: эффект нельзя гарантировать, неоднозначный результат.

Следующий технологический метод – это выбор и подготовка агента (воды) в системе ППД. Принцип действия: агент подбирается с учетом совместимости с пластовыми и попутно добываемыми водами. Из закачиваемого агента удаляется солеобразующий ион. Преимущества данного метода – высокая эффективность, сохранение продуктивности скважин благодаря защите от солеотложения с ПЗП и до системы нефтесбора. Недостатки – сложность реализации, необходимость наличия нескольких источников воды для закачки, значительные затраты на подготовку закачиваемого агента и значительные затраты на инфраструктуру для реализации адресной закачки в зависимости от типа воды.

Следующий технологический метод – это ограничение водопритоков скважины, то есть, капитальный ремонт скважин в случае поступления воды вследствие негерметичности эксплуатационной колонны и применение водоизолирующих составов в случае прорыва воды в продуктивном пласте. Недостатки метода сопряжены со значительными затратами и сложностью его реализации.

Следующий метод – защитные покрытия и детали из специальных материалов. Принцип действия – использование покрытий рабочих поверхностей, контактирующих с солевыми растворами, веществами, имеющими малую адгезию к солям: стекло, эмаль лаки, полимер и пластики. Преимущество метода состоит в том, что он не усложняет технологию эксплуатации внутрискважинного оборудования. Недостатки – сложность нанесения на поверхности, высокая стоимость и относительная недолговечность и хрупкость покрытий.

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

рная практика пилотный выпуск 13

Применяется целый ряд способов подачи ингибиторов солеотложений, в том числе, в зависимости от объекта.

Если мы говорим про скважину, то возможны следующие варианты: дозирование с помощью устьевого дозатора в затруб дозатором типа УДЭ,

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру, периодическая закачка в затруб с помощью агрегатов, и применение погружных скважинных контейнеров с реагентом.

Если мы говорим о доставке реагента в пласт, то применяются следующие основные способы: задавка в пласт добывающих скважин, закачка в нагнетательные скважины через систему ППД, введение ингибиторов с пропантом при ГРП, введение ингибиторов с жидкостью гидроразрыва при ГРП, совмещение кислотной обработки с введением ингибитора, и введение ингибитора с жидкостью глушения.

Задавка ингибитора в пласт по технологии Squeeze.

Преимущества этого метода – возможность закачки на пластах с различными фильтрационными свойствами, происходит защита призабойной зоны пласта, задается глубина проникновения.

Следующий метод – это введение ингибитора с жидкостью разрыва при ГРП.

Преимущества данного метода – защита обширной области ПЗП, высокая продолжительность эффекта. Дальнейшая эксплуатация скважин не требует специального оборудования при сокращении времени на КРС.

Недостаток этого метода – повышенные требования к совместимости ингибитора с

агентом ГРП и значительные затраты на ингибиторы.

Применяется также и метод введения ингибитора с пропантом.

Непосредственно на Верхне-Коликеганском месторождении используется реагент АЗОЛ 3010 ингибитор отложений сульфатов и карбонатов.

Реагент Азол 3010 представляет собой композицию аминометиленфосфонатов в водо-метанольном растворе. Азол 3010 предназначен для применения в качестве ингибитора отложений труднорастворимых солей кальция, магния, бария в нефтепромысловом оборудовании при добыче и подготовке нефти, при опреснении морской

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

воды, утилизации высокоминерализованных вод, для ограничения накипеобразования в теплоэнергетических системах, в промышленных охлаждающих системах и в других процессах, где имеется контакт металлической поверхности с водой, содержащей соли. Реагент Азол 3010 действует блокируя активные центры кристаллизации труднорастворимых солей. Азол 3010 эффективно предотвращает образование отложений как карбонатов кальция и магния так и сульфата кальция.

Применение Реагента Азол 3010 осуществляется по методу:

- периодическое введение реагента в призабойную зону пласта скважины;
- постоянная дозировка в затрубное пространство скважины;
- периодическая закачка реагента с устья на рабочее УЭЦН;
- введение АЗОЛА в секции УЭЦН перед спуском в скважину;
- при ремонте скважины капсулированный ингибитор АЗОЛ вводится через жидкость глушения и спускается с ней на забой в течении 10 часов, в следствии данного метода в составе пластовой жидкости ещё пол года присутствуют следы ингибитора;
- продавка в пласт АЗОЛА при проведении кислотной обработки.

При перенасыщении труднорастворимых карбонатов 200 – 250 г./т и сульфатов 550 – 600 г./т, эффективные дозировки реагента Азол 3010 составляют 10 -15 г./т.

А так же на месторождении используется метод профилактической промывки рабочего УЭЦН HCL, при прохождении через ЭЦН кислота растворяет соли.

Причиной выноса мехпримесей является:

1. Обратный вынос проппанта;
2. Неконсолидированный в пласте песок;
3. Подвижные глины.

Методы борьбы с выносом механических примесей:

1). Скважина продолжает добычу жидкости вместе с песком. Допускается вынос определенного количества песка. Экономическое преимущество метода несомненно, т.к. он не требует затрат на капитальный ремонт. Следует однако сравнить возможные затраты за определенный период времени (неизбежные смены насосов) и принять наиболее экономичное решение; 2). Монтаж ЭЦН с пескоотделителем. Пескоотделитель предотвращает попадание абразивных частиц в двигатель ЭЦН и предохраняет его от разрушения. Метод легкий в смысле монтажа и стоимости дополнительного оборудования. Не решает проблему кардинально вследствие забивания пескоотделителя с течением времени. Фирма-изготовитель продолжает работать над совершенствованием отделителей механических примесей; 3). Монтаж насоса – «жертвы». Спуск временного насоса. Как показывает практика, это требует значительного увеличения времени работы бригады на скважине и не гарантирует положительного эффекта; 4). Установка гравийного фильтра в забое скважины. Метод рекомендован как последняя возможность в борьбе с песком вследствие высокой стоимости, а также того, что с течением времени фильтр забивается песком, окалиной, органическими осадками и его проницаемость уменьшается. Следовательно, уменьшается дебит, начинается процесс разрушения призабойной зоны; 5). Сваббирование скважины и создание большой депрессии. Откачивание жидкости на первоначальном этапе с помощью поршня. Метод привлекательный с точки зрения затрат. Время сваббирования трудно прогнозировать; 6). Отработка азотом с использованием комплекса ГНКТ. Основное преимущество этого метода в том, что он может использоваться наряду с уже действующими методами работы на скважине. После промывки забоя азот закачивается через гибкую НКТ на необходимую глубину и в скважине поддерживается депрессия в течение необходимого времени, отработанная жидкость поступает в выкидную линию. Затем проводится окончательная промывка забоя. Продолжительность работ можно прогнозировать. Обеспечивается полный

контроль скважины. Сразу после закачивания скважина начинает давать продукцию.

Непосредственно в ОАО «Варьеганнефтегаз» на Верхне-Коликеганском месторождении используется технология отработки ЭЦН в периодическом режиме. Этот метод используется, дабы не допустить попадания на вход в ЭЦН пропанта. Время за которое пластовая жидкость с пропантом достигнет входа в ЭЦН рассчитывается по следующим параметрам: производительность ЭЦН, изменение динамического уровня, глубина спуска ЭЦН.

Процесс заключается в пуске скважины до момента подхода жидкости к входу в ЭЦН, затем скважину отключают и так несколько раз, пока взятые из скважины пробы на мехпримеси не будут в норме, затем скважину переводят на постоянный режим.

Причины образования АСПО:

- 1) Снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- 2) Интенсивное газовыделение;
- 3) Уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- 4) Изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- 5) Состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- 6) Соотношение объема фаз;
- 7) Состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Влияние давления на забое и в стволе скважины. В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объем газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к

выделению из нее парафинов. Равновесное состояние нарушается в пласте, и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

Предупреждение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования из гидрофильных материалов, а также введением в поток добываемой нефти различных ингибиторов.

В настоящее время известно около двадцати различных способов борьбы с отложениями парафина. Каждый из методов борьбы с отложениями парафина требует применения на скважине более или менее сложного оборудования и всевозможных устройств, нуждающихся в повседневном контроле за их работой. Подбор эффективных методов предупреждения и удаления парафиновых отложений обеспечивает продолжительный межремонтный период работы скважин, повышает нефтегазоотдачу и сокращает материальные затраты.

Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудования механическими скребками, физическими методами, тепловой и химической обработкой продукции скважин.

Методы борьбы с АСПО:

1. Механические методы.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

По конструкции и принципу действия скребки подразделяют на:

1. Центраторы-депарафинизаторы
2. Скребки – центраторы.
3. Плавающие скребки.
4. «Летающие» скребки.

2. Физические методы.

Методы, относимые к физическим, основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию.

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб.

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным физическим методам. Использование в нефтедобыче магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в пятидесятые годы прошлого века, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, достаточно долго и стабильно работающие в условиях скважины. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на АСПО значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов. В настоящее время около 30 различных организаций предлагает магнитные депарафинизаторы.

3. Химические методы борьбы.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы.

Химические реагенты подразделяются на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы:

Смачивающие реагенты образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для выноса их потоком жидкости. К ним

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

относятся полиакриламид (ПАА), кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных ПАВ.

Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, препятствуя процессу укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения. Такими свойствами обладают атактический пропилен с молекулярной массой 2000–3000, – низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000–12000, алифатические сополимеры, сополимеры этилена и сложного эфира с двойной связью, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном, полимер с молекулярной массой 2500–3000.

Механизм действия *депрессаторов* заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. К известным депрессаторам относятся «Парафлоу АзНИИ», алкилфенол ИПХ-9, «Дорад-1А», ВЭО-504 ТюмИИ, «Азолят-7».

Диспергаторы – химические реагенты, обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, что препятствует отложению кристаллов парафина на стенках труб. К ним относятся соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин [3]. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромышленного оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с АСПО. В настоящее время применяются следующие марки реагентов:

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

- бутилбензольная фракция (бутиленбензол, изопропилбензол, полиалкилбензолы).
- толуольная фракция (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);
- СНПХ-7 р-1 – смесь парафиновых углеводородов нормального и изостроения, а также ароматических углеводородов;
- СНПХ-7 р-2 – углеводородная композиция, состоящая из легкой пиролизной смолы и гексановой фракции;
- ХПП-003, 004, 007;
- МЛ-72 – смесь синтетических ПАВ;
- реагенты типа СНПХ-7200, СНПХ-7400 – сложные смеси оксиалкилированных ПАВ и ароматических углеводородов;
- реагент ИКБ-4, оказывающий комплексное воздействие на АСПО и коррозию металла труб;
- ИНПАР; СЭВА-28.

Кроме перечисленных реагентов в нефтегазодобыче используют также Урал-04/88, ДМ-51; 513; 655; 650, ДВ-02; 03, СД-1; 2, О-1, В-1, ХТ-48, МЛ-80, Прогалит ГМ20/40 и НМ20/40.

Наряду с высокой стоимостью существенным недостатком химического метода является сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

4. Методы теплового воздействия борьбы с АСПО.

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50 0С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;

Повышение эффективности очистки НКТ от отложений парафина может быть достигнуто ранее применявшейся, но к настоящему времени повсеместно утраченной технологией. Улучшение процесса очистки происходит за счет совмещения операции промывки горячей жидкостью со спуском поршня. Последний обеспечивает направленное движение теплоносителя вдоль внутренней поверхности НКТ и более рациональное использование тепла.

- остро пара;
- электропечей наземного и скважинного исполнения;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти в скважине;

5. Вибрационные методы

Методы основаны на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению на стенках труб.

Полимерное покрытие НКТ Poly Plex как метод борьбы с коррозией, отложениями АСПО и солеотложением.

На ВКЕ против солеотложения, коррозии и отложений АСПО, активно применяют полимерное покрытие НКТ Poly Plex.

Для защиты внутренней поверхности НКТ разработано полимерное покрытие нового поколения **PolyPlex**. Покрытие обладает уникальным комплексом свойств, необходимым для качественной защиты НКТ в самых жестких условиях. **PolyPlex** надежно защищает НКТ от коррозии, абразивного и гидроабразивного износа, солевых и асфальто-смолопарафиновых отложений. При этом **PolyPlex** практически лишено недостатков, свойственных другим покрытиям (силикатно-эмалевым, эпоксидным, полиэтиленовым и др.), применяемых для защиты НКТ. Цена покрытия **PolyPlex** на порядок ниже чем **Super Stainless**, что делает его очень доступным и быстро окупаемым.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

PolyPlex обладает высокой химической стойкостью, в том числе к сероводороду, хлору, нефти, пластовой жидкости, светлым и темным нефтепродуктам, природному газу, газовому конденсату, воде, минеральным и органическим кислотам и т.д. Покрытие имеет гладкую глянцевую поверхность с высокими антиадгезионными свойствами. Благодаря этому **PolyPlex** обеспечивает защиту от отложения солей и АСПО, а также существенно понижает гидравлическое сопротивление потоку перекачиваемой среды и, как следствие, снижает удельные энергозатраты и повышает пропускную способность НКТ.

Покрытие предназначено для длительной эксплуатации при температурном режиме от минус 60 до плюс 150 °С. При ремонте НКТ **PolyPlex** допускает кратковременную (до 1000 часов) обработку паром с температурой плюс 200°С, либо кислотную промывку.

Характерным свойством предлагаемого покрытия является очень высокая его эластичность. После полимеризации покрытие практически не чувствительно к любым деформациям НКТ, в том числе к изгибу на любой угол и кручению. **PolyPlex** не склонен к трещинообразованию и сколам. Это обеспечивает сплошность покрытия в наиболее проблемных местах – в зоне резьбового соединения НКТ с муфтой. Покрытие обладает высокой стойкостью к задирам и другим механическим повреждениям. Абразивная и гидроабразивная стойкость покрытия в несколько раз превышает стойкость нержавеющей стали. Материал покрытия сохраняет свою работоспособность при давлениях рабочей среды до 105 МПа.

PolyPlex обладает исключительно высокой адгезией к стали (не более 1 балла) и отличной гидрофобностью. Материал покрытия прекрасно смачивает металл и за счет капиллярного эффекта проникает глубоко в поры. Тем самым обеспечивается качественная окраска всей поверхности. **PolyPlex** может также наноситься и на поверхность с остатками свежей, не шелушащейся ржавчины. Это только дополнительно повышает адгезию и существенно снижает требования к подготовке поверхности. **PolyPlex**

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

является однокомпонентным полиуретановым покрытием, отверждаемым за счет реакции с влагой воздуха. В процессе полимеризации материал покрытия реагирует с влагой, содержащейся в атмосфере, в остатках ржавчины на поверхности НКТ и в порах. В результате вся остаточная влага, находящаяся под пленкой вступает в реакцию полимеризации полиуретана и тем самым устраняется сама причина вспучивания покрытия при эксплуатации. **PolyPlex** имеет высокий сухой остаток, не содержит растворителей и является экологически чистым материалом. Покрытие имеет длительный срок службы. Свойства покрытия стабильны на протяжении всего срока эксплуатации.

Важнейшим достоинством предлагаемого покрытия является возможность его использования для защиты от коррозии и герметизации резьбы НКТ. Для этого покрытие наносится непосредственно на наружную резьбу НКТ и внутреннюю резьбу муфты. **PolyPlex** предотвращает коррозию, а также за счет высокой его эластичности повышает герметичность резьбового соединения. Толщина покрытия на резьбе варьируется в пределах 20...150 мкм. Утолщенное покрытие наносится на нерабочем участке резьбы. При этом покрытие надежно защищает резьбу от механического повреждения. В то же время, в случае повреждения покрытия резьбы в процессе многократного свинчивания-завинчивания **PolyPlex** позволяет производить его ремонт в условиях нефтепромысла.

Стандартное покрытие наносится на всю внутреннюю поверхность НКТ и резьбу муфты, обеспечивая сплошную защиту всей внутренней поверхности колонны НКТ. Толщина покрытия составляет 100...150 мкм.

Основная цель ОАО «Варьеганнефтегаз»: разведка новых месторождений, снижение аварийности, повышение объема добычи, увеличение наработки на отказ, сведение к минимуму число бездействующих скважин. В процессе эксплуатации возникают осложнения, задачей персонала промысла является в короткие сроки качественно, решить возникшие проблемы. В последние годы наблюдается заметная тенденция

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

увеличения наработки на отказ, этому способствует применение новых технологий (ЭЦН+паккер, полимерное покрытие POLY PLEX, ингибитор солеотложения АЗОЛ и т.д.), применение более надежного оборудования (5 группа ЭЦН, 5 группа ПЭД, более термостойкий кабель и т.д.), интеллектуализация промысла (современные станции управления, датчики ТМС и т.д.).

5. Экономическая часть

5.1 Расчет показателей эффективности при переводе бездействующих скважин под добычу струйными насосами

В данном разделе дипломного проекта производится оценка с экономической точки зрения эффективности добычи нефти струйными насосами. Расчет показателей производится на основе оптимизационного расчета насосного оборудования, с использованием предложенной методики и применением программы «OpenOffice Calc».

Таблица 5.1. Исходные данные для расчета

Показатель	Значение	Ед. изм.	Обозн.
Цена 1 т. Нефти	9000	руб.	Цн
Себестоимость добычи 1 т. Нефти	6540	руб.	Сн
Стоимость ПРС	380 000	руб.	Цпрс
Дебит нефти до установки АНС	0,00	т/сут	Qн1
Дебит нефти после установки АНС	15,70	т/сут	Qн2
Коэффициент эксплуатации	0,98	д. ед.	Кэсп
Количество скважин	5	шт.	Нскв
Стоимость АНС 1	180000	руб.	Цанс
Стоимость ФНН	160000	руб.	Цфакер
Стоимость СГН	10000000	руб.	Цсгн
Доля условно переменных затрат	0,65	д. ед.	Уз
Количество ревизий в год	15	шт.	Нрев
Цена 1 ревизии	12000	руб.	Црев

1. Годовой прирост добычи нефти.

$$\Delta Q_t = Q_{н2} - Q_{н1}(365 \cdot K \cdot \alpha(t)) \quad (5.1)$$

где: $Q_{н1}$ – Дебит нефти до оптимизации, т/сут

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Q_{H_2} – Дебит нефти после оптимизации, т/сут

K – коэффициент эксплуатации

$\bar{b}(t)$ – коэффициент падения добычи (равен коэффициенту дисконтирования на данный год)

$$\Delta Q_{2011} = 27518 \text{ тонн}$$

$$\Delta Q_{2012} = 23929 \text{ тонн}$$

$$\Delta Q_{2013} = 20807 \text{ тонн}$$

2. Выручка от реализации.

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n \quad (5.1)$$

где: ΔQ_t – годовой прирост, т/год

C_n – цена нефти.

$$\Delta B_{2011} = 2476,6 \text{ млн. р.}$$

$$\Delta B_{2012} = 2153,5 \text{ млн. р.}$$

$$\Delta B_{2013} = 1872,6 \text{ млн. р.}$$

3. Затраты на подземный ремонт скважины.

$$Z_p = n_{скв} \cdot C_{прс} \quad (5.1)$$

где: $C_{прс}$ – цена подземного ремонта.

$n_{скв}$ – количество скважин.

$$Z_p = 1900,0 \text{ млн. р.}$$

4. Затраты на дополнительную добычу нефти.

$$Z_{доп.доб}(t) = \Delta Q \cdot C_n \cdot Y_3 \quad (5.1)$$

где: Y_3 – доля условно-переменных затрат.

C_n – себестоимость нефти.

$$Z_{доп.доб.2011} = 7798,5 \text{ млн. р.}$$

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

$Z_{\text{доп.доб.2012}} = 6781,3$ млн. р.

$Z_{\text{доп.доб.2013}} = 5896,8$ млн. р.

5. Капитальные затраты.

$$K_3(t) = n_{\text{скв}} \cdot (C_{\text{анс}} + C_{\text{пакер}} + C_{\text{сгн}}) \quad (5.1)$$

где: $C_{\text{анс}}$ – цена АНС

$C_{\text{пакер}}$ – цена НКТ

$C_{\text{сгн}}$ – цена СГН

$K_3 = 1170,0$ млн. р.

6. Текущие затраты.

$$T_3(t) = N_{\text{рев}} \cdot C_{\text{рев}} + Z_{\text{доп.доб.}} \quad (5.1)$$

где: $N_{\text{рев}}$ – количество ревизий

$C_{\text{рев}}$ – цена одной ревизии

$T_3 2011 = 4012,2$ млн. р.

$T_3 2012 = 3408,6$ млн. р.

$T_3 2013 = 2966,4$ млн. р.

7. Прибыль.

$$\text{Пр}(t) = \Delta B(t) - T_3(t) \quad (5.1)$$

$\text{Пр}_{2011} = 2075,3$ млн. р.

$\text{Пр}_{2012} = 1812,7$ млн. р.

$\text{Пр}_{2013} = 1576,0$ млн. р.

8. Налог на прибыль 20%.

$$H_{\text{пр}} = \text{Пр}(t) \cdot 0,2 \quad (5.1)$$

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Нпр₂₀₁₁ = 4150,7 млн. р.

Нпр₂₀₁₂ = 3625,7 млн. р.

Нпр₂₀₁₃ = 3152,0 млн. р.

9. Налог на имущество 2,2%

$$\text{Ним} = \text{Сперв} - \text{Сперв} \cdot \text{Ам} \cdot \text{Т} \cdot 0,022 \quad (5.1)$$

Ам = 33%

Ним₂₀₁₁ = 171608,58 рублей

Ним₂₀₁₂ = 85817,16 рублей

Ним₂₀₁₃ = 25,74 рублей

10. Поток денежной наличности.

$$\text{ПДН} = \text{Прт} - \text{Н} \quad (5.1)$$

где: Прт – прибыль руб./год.

Н – налог руб./год.

ПДН₂₀₁₁ = 1658,5 млн. р.

ПДН₂₀₁₂ = 1451,0 млн. р.

ПДН₂₀₁₃ = 1260,8 млн. р.

11. Коэффициент дисконтирования.

$$\propto t = (1 + E)^{-t} \quad (5.1)$$

где: E – норма дисконта, показывает процент доходности на капитал. В стабильных условиях принимается равным 0,15.

Th – расчетный год.

T – текущий год.

Б₂₀₁₁ = 1

Б₂₀₁₂ = 0,87

$$B_{2013} = 0,756$$

12. Накопленный поток денежной наличности.

$$нпдн = \sum_1^n пдн \quad (5.1)$$

$$нпдн_{2011} = 1658,5 \text{ млн. р.}$$

$$нпдн_{2012} = 3109,6 \text{ млн. р.}$$

$$нпдн_{2013} = 4370,4 \text{ млн. р.}$$

13. Дисконтированный поток денежной наличности.

$$дпдн = пдн \cdot \alpha_t \quad (5.1)$$

где: ПДН_t – поток денежной наличности руб./год.

$$дпдн_{2011} = 1658,5 \text{ млн. р.}$$

$$дпдн_{2012} = 1262,3 \text{ млн. р.}$$

$$дпдн_{2013} = 9531,8 \text{ млн. р.}$$

14. Чистая текущая стоимость.

$$чтс = \sum_1^n дпдн_t \quad (5.1)$$

$$чтс_{2011} = 1658,5 \text{ млн. р.}$$

$$чтс_{2012} = 2920,9 \text{ млн. р.}$$

$$чтс_{2013} = 3874,1 \text{ млн. р.}$$

15. Коэффициент отдачи капитала

$$кок = \frac{чтс_{спр}}{чтс_{инв}} - 1$$

Таблица 5.2. Расчет ЧТС

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	215 357,17	187 267,10
Текущие затраты	тыс. руб.	40 122,81	34 086,79	29 664,17
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	41 679,12	36 339,9	31 520,62
Поток денежной наличности	тыс. руб.	165 858,75	145 102,13	126 082,33
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	165 858,75	310 960,87	437 043,2
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	165 858,75	126 238,85	95 318,24
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	165 858,75	292 097,6	387 415,84

5.2 Анализ чувствительности проекта к риску

На последнем этапе экономического обоснования предлагаемого мероприятия проводится анализ чувствительности проекта к риску. Для этого выбирается интервал наиболее вероятного диапазона вариации каждого фактора, например:

- годовая добыча (-30%; +10%);
- цены на нефть (-25%; +25%);
- текущие затраты (-10%; +10%);
- капитальные затраты (-20%; +20%);
- налоги (-15%; +15%).

Для каждого фактора определяем ЧТС: ЧТС(Q); ЧТС(Ц); ЧТС(Т); ЧТС(К); ЧТС(Н) и результаты заносим в таблицы 5.3 – 5.12.

Таблица 5.3. Расчет ЧТС при снижении объемов добычи нефти на 30%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	19 262,50	16 750,00	14 565,22
Выручка от реализации	тыс. руб.	173 362,53	150 750,02	131 086,97
Текущие затраты	тыс. руб.	28 085,97	23 860,75	20 764,92
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	29 175,39	25 437,93	22 064,43
Поток денежной наличности	тыс. руб.	116 101,125	101 571,5	88 257,63
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	116 101,125	217 672,61	305 930,24
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	116 101,125	88 367,2	66 722,77
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	116 101,125	204 468,32	271 191,08

Таблица 5.4. Расчет ЧТС при увеличении объемов добычи на 10%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	30 269,65	26 321,43	22 888,20
Выручка от реализации	тыс. руб.	272 426,75	236 892,87	205 993,8
Текущие затраты	тыс. руб.	44 135,01	37 477,47	32 612,58
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	45 847,02	39 973,8	34 672,62
Поток денежной наличности	тыс. руб.	182 444,55	159 612,13	138 690,53
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	182 444,55	342 056,87	480 747,5
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	182 444,55	138 862,65	104 850,04
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	182 444,55	321 307,3	426 157,3

Таблица 5.5. Расчет ЧТС при падении цен на нефть на 25%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	161 517,88	140 450,33
Текущие затраты	тыс. руб.	40 122,81	34 086,79	29 664,17
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	41 679,12	27 255	23 640,465

Поток денежной наличности	тыс. руб.	124 394,15	108 826,63	94 561,83
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	124 394,15	233 220,67	327 782,4
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	124 394,15	94 679,15	71 488,65
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	124 394,15	219 073,2	290 561,94

Таблица 5.6. Расчет ЧТС при увеличении цен на нефть на 25%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	269 196,46	234 083,87
Текущие затраты	тыс. руб.	40 122,81	34 086,79	29 664,17
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	41 679,12	45 424,8	39 400,775
Поток денежной наличности	тыс. руб.	207 323,35	181 377,66	157 602,9
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	207 323,35	388 701,08	546 304
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	207 323,35	157 798,56	119 147,8
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	207 323,35	365 122	484 269,8

Таблица 5.7. Расчет ЧТС при уменьшении текущих затрат на 10%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	215 357,17	187 267,10
Текущие затраты	тыс. руб.	36 110,61	30 678,19	26 697,77
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	45 847,02	39 973,8	34672,62
Поток денежной наличности	тыс. руб.	182 444,55	159 612,33	138 690,53
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	182 444,55	342 056,87	480 747,5
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	182 444,55	138 862,65	104 850,04
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	182 444,55	321 307,3	487 415,84

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Таблица 5.8. Расчет ЧТС при увеличении текущих затрат на 10%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	215 357,17	187 267,10
Текущие затраты	тыс. руб.	44 135,01	37 495,39	32 630,57
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	37 511,22	32 706	28 368,62
Поток денежной наличности	тыс. руб.	149 272,95	130 591,93	113 474,13
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	149 272,95	279 864,87	393338,9
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	149 272,95	113 615,05	85786,44
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	149 272,95	262 887,9	348 674,34

Таблица 5.9. Расчет ЧТС при уменьшении капитальных затрат на 20%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	215357,17	187 267,10
Текущие затраты	тыс. руб.	40 122,81	34 086,79	29 664,17
Капитальные затраты	тыс. руб.	9 360,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	50 014,94	43 607,88	37 824,74
Поток денежной наличности	тыс. руб.	199 030,5	174122,55	151 298,796
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	199 030,5	373 153,044	524 451,84
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	199 030,5	151 486,62	114 381,88
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	199 030,5	350 517,12	464 899

Таблица 5.10. Расчет ЧТС при увеличении капитальных затрат на 20%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	215 357,17	187 267,10
Текущие затраты	тыс. руб.	40 122,81	34 086,79	29 664,17
Капитальные затраты	тыс. руб.	14 040,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	33 343,92	29 072	25 216,52

Поток денежной наличности	тыс. руб.	132 687,05	116 081,73	100 865,93
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	132 687,05	248 768,77	349 634,56
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	132 687,05	100 991,08	76 254,64
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	132 687,05	233 678,08	309 932,67

Таблица 5.11. Расчет ЧТС при уменьшении налогов на 15%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	215 357,17	187 267,10
Текущие затраты	тыс. руб.	40 122,81	34 086,79	29 664,17
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	35 427,32	30 889	26 791,72
Поток денежной наличности	тыс. руб.	190 737,56	166 867,4	144 994,67
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	190 737,56	357 605	502599,68
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	190 737,56	145 174,67	109615,9
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	190 737,56	335 912,24	445 528,2

Таблица 5.12. Расчет ЧТС при увеличении налогов на 15%

Наименование	Ед.изм.	2011	2012	2013
Объем добычи нефти	т.	27 517,86	23 928,57	20 807,46
Выручка от реализации	тыс. руб.	247 660,75	215 357,17	187 267,10
Текущие затраты	тыс. руб.	40 122,81	34 086,79	29 664,17
Капитальные затраты	тыс. руб.	11 700,00	-	-
Налоги	тыс. руб.	47 930,98	41 790,8	36 248,7
Поток денежной наличности	тыс. руб.	140 979,95	123 336,8	107170,03
Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	140 979,95	264 316,74	371 486,8
Коэффициент дискотирования	тыс. руб.	1,00	0,87	0,76
Дискотированный поток денежной наличности	тыс. руб.	140 979,95	107 303,05	81020,54
Чистая текущая стоимость	тыс. руб.	140 979,95	248 283	329 303,54

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Как показал расчет экономической эффективности внедрения гидроструйных насосов, отрицательные значения НПДН отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведения мероприятия проект окупается в течение первого года. На расчетный счет предприятия за рассматриваемый период поступят денежные средства в сумме 78,352 млн. рублей, а с учетом фактора времени, то есть дисконтирования, – 68,039 млн. рублей. Как видим, чистая текущая стоимость положительная, то есть ЧТС $>$ 0, а это является критерием эффективности проекта.

По полученным данным после экономического расчета видно, что возможное проведение этих мероприятий дает прибыль, при условии качественного исполнения насосов и проведения своевременных ревизий. Поэтому проведение работ по переводу бездействующего фонда скважин под добычу нефти струйными насосами – эффективно.

Список использованных источников

1. Технологическая схема разработки Верхнеколик-Еганское месторождения Тюмень НИПИнефть 1990 г.;
2. Проект разработки Верхнеколик-Еганского месторождения – 1995, т. 1, т. 2.
3. Подсчёт запасов нефти Верхнеколик-еганского месторождения по состоянию 1.01.92, т. 1.
4. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти – М: Недра 1968 г.;
5. Отчёт о работе механизированного фонда скважин УПН ОАО «Варьеганнефтегаз»
6. К.Р. Уразаков, Ю.В. Алексеев, Р.С. Калимуллин, Н.В. Ларюшкин, Т.А. Родионова Оптимизация режима эксплуатации механизированного фонда скважин // Нефтепромысловое дело, 1997 №6–7 – С. 16;
7. Каплан, Добыча нефти в осложненных условиях, – М: Недра 1987 г.
8. Панов Г.Е. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений, – М: Недра, 1982 г.
9. Политика предприятия в области промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды 2012 г.
10. Богданов А.А. Погружные центробежные насосы для добычи нефти – М: Недра 1968 г.