ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

(СПбГУ)

Институт наук о Земле

**Полушина Екатерина Владимировна**

**Геолого – экономическая оценка НГК месторождения Русский Хутор Северный (Ставропольский край)**

Выпускная бакалаврская работа

по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

«К ЗАЩИТЕ»

Научный руководитель:

к.г.-м.н., доц. Ю.Э. Петрова

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

«\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2017

Санкт-Петербург

2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ……………………………………………………………………………………….3

ВВЕДЕНИЕ………………………………………………………………………………….………4

1. ЭКОНОМИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ…….….......6

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ………………………………..8

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза…………………….……....…8

2.2 Тектоническая структура района……………………………………………….…….14

2.3 Нефтегазоносность……………………………………………………………….……18

2.4. Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата……………………...……20

3. ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ…………………………...………….........20

3.1. Динамика добычи углеводородов……………………………………………………23

3.1.1. Добыча газа……………………………………………………………………25

3.1.2. Добыча конденсата……………………………………………………………27

3.1.3. Добыча нефти…..……………………………………………………………..29

3.2. Методы вскрытия пластов и освоения скважин. Способы эксплуатации скважин…………………………………………………………………………………………....32

4. АНАЛИЗ ПОВЫШЕНИЯ ОТДАЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ……..33

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ....…54

5.1. Газовые залежи………………………………………………………………....…......54

5.2. Газоконденсатные залежи……………………………………………………....…....56

5.3. Нефтяные залежи……………………………………………………………….….....58

ЗАКЛЮЧЕНИЕ…………………………………………………………………………….……...70

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ………………………………..………..…....72

# АННОТАЦИЯ

Геолого – экономическая оценка НГК месторождения Русский Хутор Северный

(Ставропольский край)

Целью данной работы является определить рентабельный и наиболее экономически выгодный способ дальнейшей разработки месторождения Русский Хутор Северный. В работе проанализированы основные методы увеличения отдачи углеводородов, изучены параметры для их применения, рассмотрены основные характеристики залежей месторождения, выбраны эксплуатационные объекты, а также выявлен и обоснован вариант разработки.

Работа содержит 73 страницы и состоит из введения, пяти глав и заключения. Текст сопровождается 17 иллюстрациями, 24 таблицами; список литературы содержит 30 наименований.

Ключевые слова: методы увеличения отдачи углеводородов, гидроразрыв пласта, электромагнитное воздействие, водогазовое воздействие, Нефтекумский нефтегазоносный район.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Русский Хутор Северный расположено на территории Нефтекумского нефтегазоносного района. В структурно-тектоническом отношении месторождение входит в Прикумскую систему поднятий. На месторождении установлена продуктивность нижнетриасовых, средне-, верхнеюрских, нижнемеловых (валанжин-апт) и палеогеновых (средний майкоп) отложений. Стратиграфический диапазон осадочного чехла месторождения охватывает отложения от пермотриаса (куманская свита) до четвертичных. Основанием осадочного чехла служат метаморфизованные, дислоцированные терригенные породы палеозоя.

На данный момент основная часть запасов месторождения Русский Хутор Северный выработана. Для месторождений находящихся в зрелой стадии эксплуатации необходимо применять рентабельные и наиболее экономически выгодные методы увеличения газо-, конденсато- и нефтеотдачи. В данной работе рассматриваются несколько вариантов для дальнейшей разработки месторождения и оценивается их экономическая эффективность.

Целью данной работы является определить рентабельный и наиболее экономически выгодный способ дальнейшей разработки месторождения Русский Хутор Северный.

Для достижения поставленной цели, были определены следующие задачи:

* Изучение литолого-стратиграфической характеристики разреза;
* Изучение нефтегазоносности месторождения;
* Ознакомление с историей разработки месторождения;
* Выделение эксплуатационных объекты для дальнейшей разработки;
* Изучение геолого-физических характеристик объектов разработки;
* Проведение анализа повышения нефте- и газо- и конденсатотдачи;
* Проведение экономического обоснования выбранного способа разработки.

В основу представляемой работы положен фактический материал, полученный в компании «РН – Ставропольнефтегаз».

Методы исследования включают в себя теоретическое обобщение, анализ литературного материала и промысловых данных, использование методики критериального выбора объектов разработки, оценка технологической и экономической эффективности выбранных вариантов разработки.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней впервые рассматривается применение вторичных и третичных методов увеличения отдачи углеводородов на месторождении Русский Хутор Северный.

Практическая ценность работы заключается в том, что определены дальнейшие

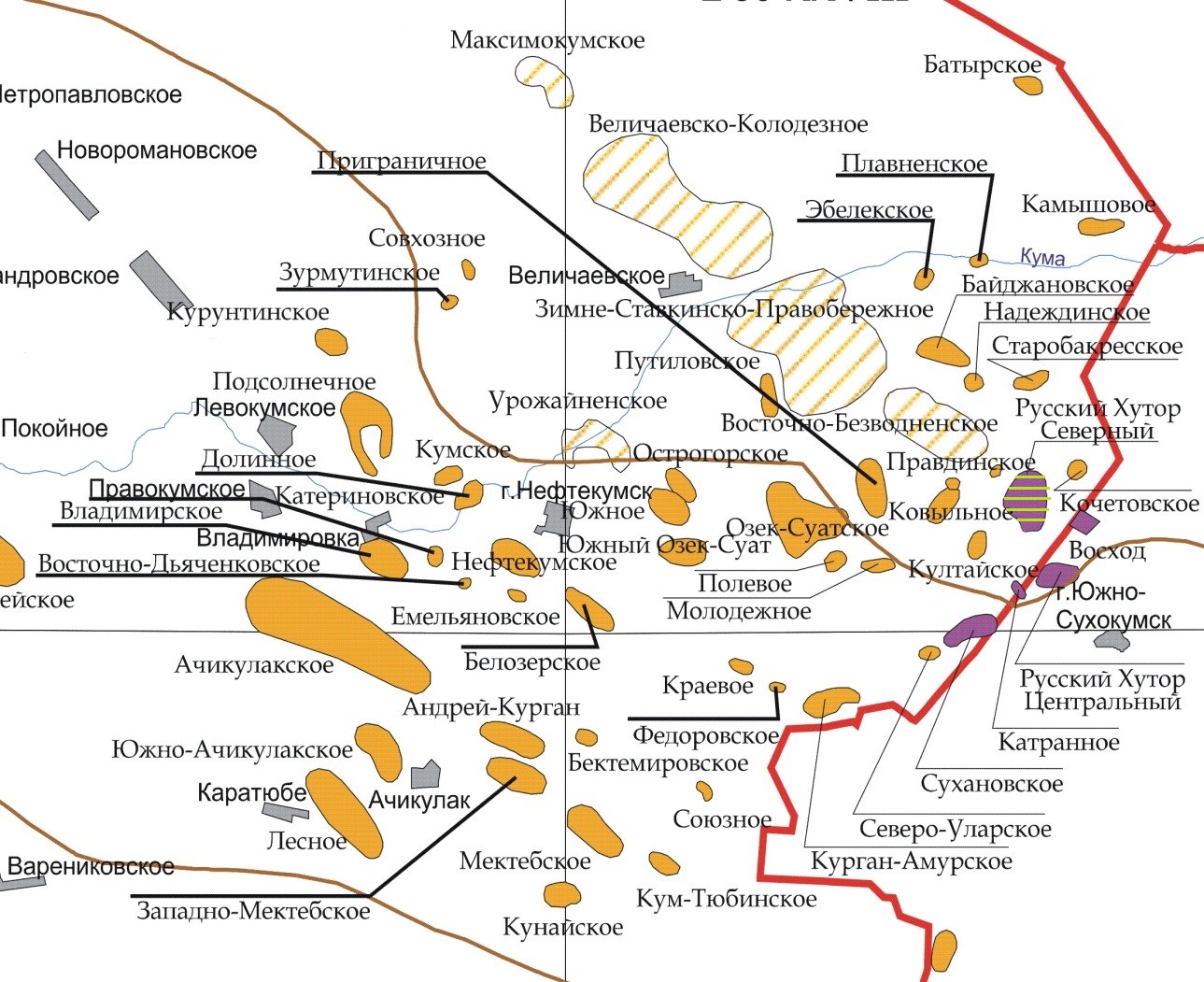
экономически эффективные варианты разработки для газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей.

Работа содержит 73 страницы и состоит из введения, пяти глав и заключения. Текст сопровождается 17 иллюстрациями, 24 таблицами; список литературы содержит 30 наименований. Во введении обоснована актуальность работы, определена цель и сформулированы основные задачи, охарактеризована научная новизна работы. В первой главе приведена краткая экономико – географическая характеристика района работ. Вторая глава посвящена геологической характеристике района, которая включает в себя литолого – стратиграфическую характеристику разреза, тектоническую структуру района, нефтегазоносность месторождения, а также физико – химические свойства нейти, газа и конденсата. В третьей главе описана история разработки месторождения, приведены основные характеристики газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей. В четвертой главе проведен анализ повышения отдачи углеводородов на месторождении, выделены эксплуатационные объекты, приведены их геолого – физические характеристики, рассмотрены варианты для дальнейшей разработки месторождения для газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей. В пятой главе проведена экономическая оценка вариантов разработки месторождения, в которую входят результаты расчетов технологических показателей для газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей, приведена предполагаемая динамика накопленной добычи для каждого из вариантов разработки, а также рассчитаны технико – экономические показатели для всех вариантов разработки.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена и написана под руководством кандидата геолого – минералогических наук, доцента Петровой Юлии Эдуардовны, которой автор выражает огромную благодарность и признательность за помощь в работе, а также за постоянную поддержку на всех этапах исследования.

Автор выражает глубокую благодарность за предоставленные материалы компании «РН – Ставропольнефтегаз».

1. ЭКОНОМИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

Нефтегазоконденсатное месторождение Русский Хутор Северный находится в юго-восточной части Прикумского нефтегазоносного района. В административном отношении оно расположено на территории Нефтекумского района Ставропольского края. (рис. 1). 

- Русский Хутор Северный



Рисунок 1. Обзорная карта района [23]

Населенными пунктами, расположенными вблизи месторождения (50-70 км) являются пос. Зимняя Ставка, пос. Затеречный, г. Нефтекумск, с. Величаевское. Железнодорожные станции находятся в пос. Кочубей (восточнее месторождения) и г. Буденновске (западнее месторождения). Населенные пункты связаны между собой дорогами с асфальтовыми покрытиями. Нефть транспортируется по трубопроводу до станции Буденновск и далее железнодорожным транспортом. Нефтекумский район обеспечен стабильной подачей электроэнергии. Полезных ископаемых (в том числе и строительных материалов), кроме нефти и газа, в районе нет. Климат района континентальный, умеренно сухой, характеризующийся знойным летом и относительно холодной малоснежной зимой. Среднегодовая температура +10оС. Абсолютный максимум +44оС, абсолютный минимум -35оС. [23]

Среднегодовое количество осадков достигает 380 мм, причем большая часть их выпадает в виде дождя – 277 мм. Промерзаемость почвы не превышает 0,5 м. Характерное явление для Прикумской равнины – ветры восточного (38 %) и западного (17 %) направлений. Средняя скорость ветров колеблется в пределах 1,6-3,2 м/с, иногда достигает 20 м/с и более.

Поверхностные источники воды в районе месторождения отсутствуют. Водоснабжение осуществляется за счет артезианских вод древнекаспийских и апшеронских отложений, залегающих на глубине 200-450 м.

Рельеф месторождения и прилегающих к нему площадей равнинный. Абсолютные отметки поверхности изменяются от +5,0 м до 32,0 м над уровнем моря. Иногда рельеф равнины нарушается невысокими холмами и курганами.

Поднятие Русский Хутор Северный было выявлено сейсмическими исследованиями в 1954 г. Глубокое разведочное бурение на площади начато в июне 1960 г. В результате проведения разведочных работ открыты промышленные газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и нефтяные залежи в палеогеновых, нижнемеловых, верхне-среднеюрских и нижнетриасовых отложениях. [23]

В промышленную разработку месторождение введено в 1967 г.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

Нефтегазоконденсатное месторождение Русский Хутор Северный расположено в юго-восточной части Прикумского нефтегазоносного района Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области.

В структурно-тектоническом отношении месторождение входит в Прикумскую систему поднятий. На месторождении установлена продуктивность нижнетриасовых, средне- верхнеюрских, нижнемеловых (валанжин-апт) и палеогеновых (средний майкоп) отложений. Стратиграфический диапазон осадочного чехла в пределах месторождения охватывает отложения от пермотриаса (куманская свита) до четвертичных. (рис. 2) Фундаментом осадочного чехла служат метаморфизованные, дислоцированные терригенные и сланцевые породы палеозоя. [23]

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

*Палеозойская эратема (Pz).* Отложения палеозойского возраста на месторождении вскрыты скв. 27, 113. Представлены темно-серыми и черными сланцами с пропластками серых и темно-серых, плотных метаморфизованных песчаников и алевролитов. Вскрытая мощность 140 м.

*Мезозойская эра (Mz).* Включает в себя триасовую, юрскую и меловую системы. [22]

*Триасовая система (Т).* Триасовые отложения отличаются неповсеместным распространением в пределах структуры и представлены нижним отделом. Общая мощность 850 м.

*Нижний отдел (Т1).* Включает в себя нижний отдел триасовой, в объеме куманской, нефтекумской, култайской и демьяновской свит.

* Куманская свита. В нижней части преимущественно гравелиты, выше по разрезу песчаники. В верхней части песчаники сменяются алевролитами с тонкими прослоями аргиллитов и карбонатных пород. Песчаники и алевролиты красно-бурые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, разнозернистые с глинисто-слюдистым и кремнисто-слюдистым цементом порового и порово-базального типа. Мощность 30-300 м.
* Нефтекумская свита. В нижней части известняки серые и темно-серые микрокристаллические, глинистые. В верхней части известняки светло-серые, разнокристаллические, сильно перекристаллизованные, доломитизированные, трещиноватые, местами кавернозные. Мощность 130-320 м.
* Култайская свита. В нижней части известняки и мергели с прослоями доломитов и аргиллитов. Известняки красно-бурые, микрокристаллические, часто комковатые, глинистые, с массовыми ожелезненными глинистыми прожилками, придающими брекчиевидность. Мергели серые и буровато-серые, известковые и доломитовые. Доломиты серые и буровато-серые, микрокристаллические. Аргиллиты серые и темно-серые, известковистые, пиритизированные. Мощность 10-80 м.
* Демьяновская свита. Известняки, мергели, аргиллиты с подчиненными прослоями первичных доломитов и алевролитов. Известняки темно-серые, тонко-, микрокристаллические, глинистые. Мергели темно-серые, известковые, доломитовые. Аргиллиты темно-серые, известковистые (3-20 %), слабо доломитизированные, слабоокварцованные. Отложения култайской и демьяновской свит в сводовой части поднятия отсутствуют, а на погружениях суммарная их мощность составляет 120-150 м.

*Юрская система (J).* Отложения юрской системы включают в себя нижний, средний и верхний отдел. Общая мощность 390 м.

* *Нижний отдел (J2).* Отложения имеют развитие в северной и северо-западной частях площади (скв. 30, 31) и представлены светло-серыми, разнозернистыми, среднезернистыми, крупно- и мелкозернистыми песчаниками с прослоями гравелитов, а также аргиллитами темно-серыми, некарбонатными, слоистыми, слюдистыми, плотными с прослоями алевролитов. Мощность (скв. 30) 120 м.
* *Средний отдел (J2).* Включает в себя ритмично построенные джанайскую (нижний байосс) и артезианскую (верхний байосс) свиты. Нижние части джанайской (J2V) и артезианской (J2IV) свит сложены светло-серыми песчаниками различной зернистости, алевролитами и гравелитами. Верхние части свит слагаются темно-серыми, в основном, некарбонатными плотными аргиллитами. Мощность джанайской свиты 120-150 м, артезианской - 30-50 м.
* *Верхний отдел (J3).* В разрезе верхнего отдела юры выделяются кимериджский ярус I пласт, келловейский ярус (III, II, пласты).

Бажиганская свита включает III пачку промысловой номенклатуры, сложена сероцветной толщей линзовидного чередования песчано-алевролитовых и аргиллитовых пластов. В составе свиты выделяются 4 песчаных пласта: IIIα, III1, III2, III3. Эти пласты часто замещаются аргиллитами. Наиболее выдержанными являются III1 и III2 пласты, часто сливающиеся в единый пласт. Песчаники отличаются высокой степенью отсортированности, содержание алевритовой и глинистой фракций незначительное. Аргиллиты темно-серые, с растительным детритом, часто пиритизированные с линзовидными прослоями сидеритов и известняков, плотные. Мощность свиты ~ 40 м.

*Таловская свита* включает II и I песчано-карбонатные пачки, сложенные песчаниками, алевролитами, известняками, доломитами и аргиллитами. На подстилающие отложения бажиганской свиты отложения таловской свиты залегают с явным несогласием. В основании свиты залегает пласт темно-серых аргиллитов с прослоями алевролитов и известняков. Выше следует карбонатная толща, представленная темно-серыми и буровато-серыми мергелями, известняками и доломитами, в основании которой выделяется пачка карбонатных песчаников и алевролитов (J3II). Верхняя часть таловской свиты (J3I) представлена чередованием терригенных и карбонатных пород: песчаников, алевролитов, аргиллитов, известняков и доломитов. Песчаники светло-серые, иногда с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, кварцевые, с небольшим содержанием глинистого материала (до 10 %), в различной степени карбонатизированные и некарбонатные. Аргиллиты темно-серые, плотные, некарбонатные, иногда карбонатизированные. Известняки, доломиты серые, светло- и темно-серые, микрокристаллические, плотные, крепкие. Мощность свиты 30 м.

*Меловая система (K).* Меловая система представлена нижним и верхним отделами. Общая мощность 625 м.

* *Нижний отдел (K1).* В разрезе нижнего отдела присутствуют отложения всех ярусов. [18]

*Берриасский (XIII, XII пласты) ярус* представлен чередованием зеленоватых аргиллитов, алевролитов, песчаников и хлидолитов с пластами и прослоями карбонатных пород. В нижней и верхней частях толщи прослеживаются песчано-алевролитовые пласты (K1XIII, K1XII) имеющие прерывистый характер. Отличительной особенностью песчаных отложений является плохая отсортированность терригенного материала и большое количество включений гравийных зерен кварца и обломков горных пород. Толщина 20-28 м.

*Валанжинский (XI пласт) ярус* сложен в основном, известняками светло- и зеленовато-серыми, крепкими неслоистыми и песчаниками светло-серыми, разнозернистыми, слоистыми и узорчато-слоистыми, крепкими и аргиллитами темно-серыми, плотными. Мощность 40-50 м.

*Готеривский (X пласт) ярус* представлен песчаниками и алевролитами светло- и темно-серыми, мелко- и среднезернистыми с прослоями в нижней части оолитовых известняков, в верхней части - аргиллитов. Толщина яруса 25-30 м.

*Барремский ярус (IX пласт)* представлен переслаиванием буровато-серых мелко-, среднезернистых песчаников и алевролитов, оолитовых известняков и аргиллитов. Мощность яруса 20-30 м.

*Аптский (VIII, VII, VI, V пласты)* и *альбский (IV, III, II, I пласты) ярусы* представлены переслаиванием песчаников мелкозернистых, алевролитов и аргиллитов. В основании и в средней части пачки встречаются прослои гравелита с включением плохо окатанной гальки. Толщина K1VIII пласта 25-35 м. K1VII, K1VI, K1V пласты сложены аргиллитами, алевролитами и песча-никами светло-серыми мелкозернистыми и среднемелкозернистыми с про-слоями карбонатных пород (известняки, мергели). Мощность 208-252 м.

* *Верхний отдел (К2).* Отложения верхнего отдела сложены, турон-коньякским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами.

*Турон-коньякский, сантонский, кампанский ярусы* сложены преимущественно известняками светло-серыми, крепкими, часто микрозернистыми и пелитоморфными с прослоями мергелей темно-серых. Мощность 145 м.

*Маастрихтский ярус* сложен известняками светло- серыми почти белыми, мелоподобными, пелитоморфными и трещиноватыми. Мощность яруса 60-90 м.

*Кайнозойская эратема (Kz)*

*Палеогеновая система (Рg).* Палеогеновые отложения выделяются в объеме палеоценового, эоценового и олигоценового отделов. Общая мощность 195 м.

*Палеоценовый отдел (Pg1).* Отложения палеоцена в нижней части (датский ярус) представлены известняками светло-серыми, микрозернистыми, плотными, мощностью 2 м. Далее на размытой поверхности датского яруса залегают аргиллиты темно-серые, известковистые с прослоями мергелей. Мощность палеоцена 25 м.

*Эоценовый отдел (Pg2).* Представлен черкесской, керестинской, кумской и белоглинской свитами, которые сложены аргиллитами карбонатными, известняками и мергелями. Мощность отдела 70-85 м.

* Черкесская свита сложена аргиллитами карбонатными с прослоями плотных мергелей. Мощность 28-30 м.
* Керестинская + кумская свиты. Данные отложения представлены известняками и мергелями буровато-коричневыми, глинистыми. Мощность 32-35 м.
* Белоглинская свита. Отложения представлены в основном известняками и мергелями светло-серыми, пелитоморфными, глинистыми. В трещиноватых зонах известняков и мергелей имеются промышленные скопления нефти. Мощность 18-20 м.

*Олигоценовый отдел (Pg3).* Представлен майкопской, хадумской и баталпашинской свитами, которые сложены глинами с подчиненными прослоями известняков, мергелей, песчаников и алевролитов. Мощность эоцена 85 м.

* Майкопская свита*.* Представлена глинами темно-серыми, аргиллитоподобными, с прослоями алеврито–песчаных пачек, иногда алевролитов и мергелей, песчаников, реже известняков. Мощность миоцена 975 м.
* Хадумская свита*.* Представлена свита песчано-глинистой пачкой с включениями карбонатных пород. Подошвенная часть пачки сложена темносерыми глинами. В средней части залегает остракодовый пласт, сложенный известняками и мергелями. Мощность его 2-3 м., но он хорошо выдержан и прослеживается повсеместно, поэтому служит маркирующим горизонтом.
* Баталпашинская свита. Данная свита сложена глинами буровато-серыми, некарбонатными, участками алевритистыми, с растительными и рыбными остатками.

*Неогеновая система (N).* Неогеновые отложения представлены миоценовым и плиоценовым отделами. Общая мощность 1115 м.

*Миоценовый отдел (N1).* Представлен чокракским, конкским, караганским и сарматским ярусами, которые сложены глинами темно-серыми, аргиллитоподобными, с прослоями алеврито–песчаных пачек, иногда алевролитов и мергелей, реже известняков. Мощность миоцена 375 м.

*Плиоценовый отдел (N2).* Плиоценовые отложения представлены акчагыльским и апшеронским ярусами. Они сложены песками, песчаниками, алевролитами и глинами. Мощность плиоцена 650 м.

*Четвертичная система (Q).* Представлена слабоуплотненными терригенными осадками. Мощность 90 м. [25]

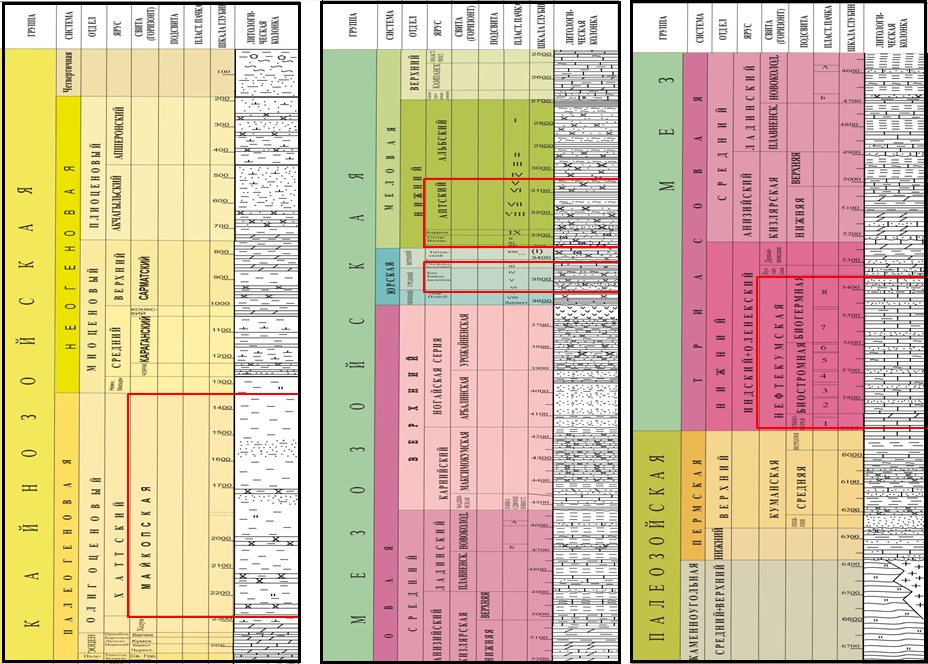


Рисунок 2. Стратиграфическая колонка по месторождению Русский Хутор Северный

Продуктивные отложения месторождения

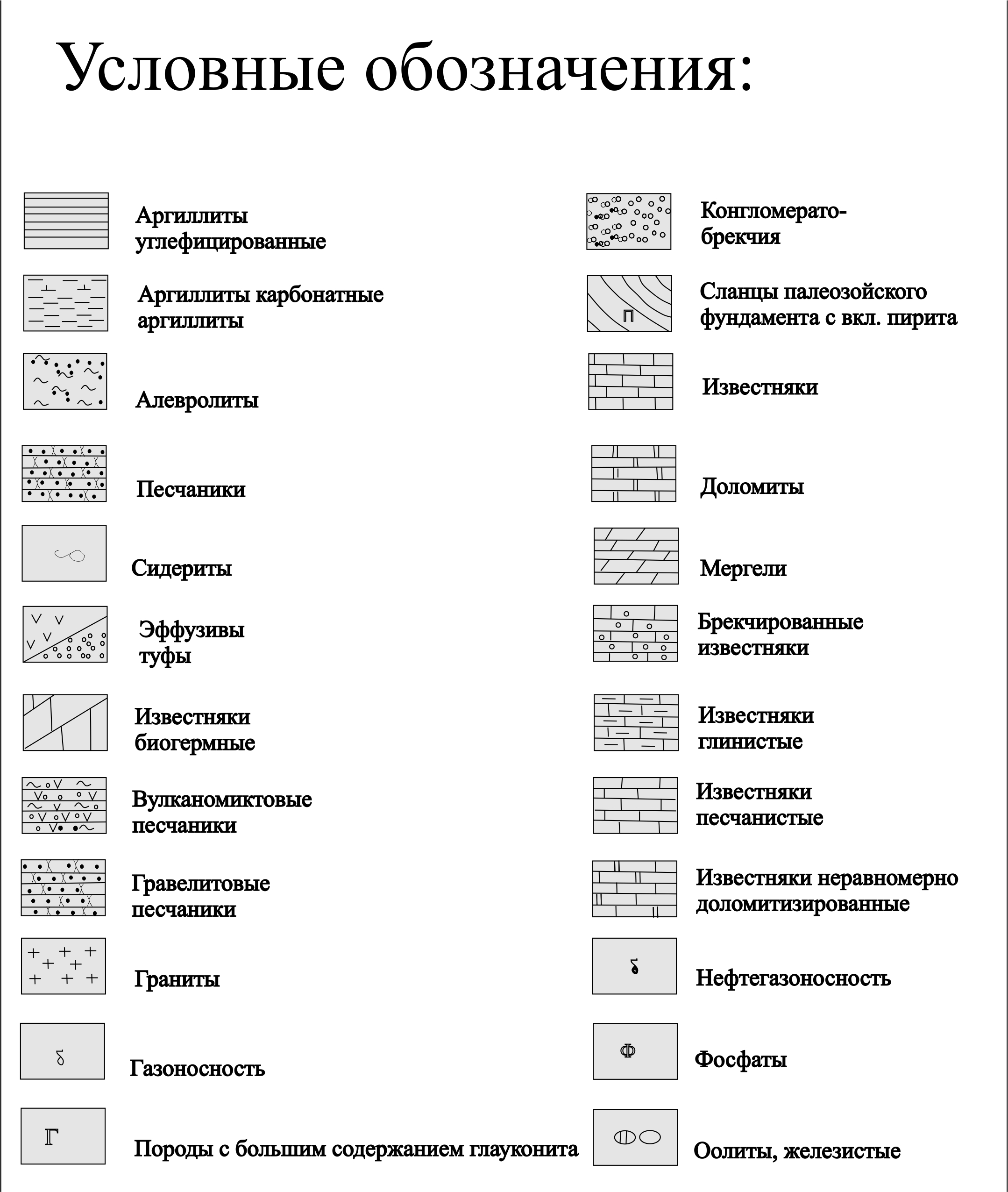


Рисунок 2.1. Условные обозначения к рисунку 2

2.2 Тектоническая структура района

Поднятие Русский Хутор Северный входит в состав Величаевско-Сухокумской структурной зоны Прикумской системы поднятий. Выявлено в результате сейсмических исследований в 1954 г. и оконтурено глубокими разведочными скважинами, пробуренными с целью поисков залежей нефти и газа. Неглубокими прогибами отделяется на северо-западе от Безводненского поднятия, на западе от Ковыльного поднятия и на юго-востоке от поднятия Русский Хутор Центральный (рис. 3.)

Поднятие Русский Хутор Северный осложняется малоамплитудными структурами: на северо-западе – Правдинской (скв. 1, 30), на северо-востоке – Кочетовской (скв. 28, 114), на юго-востоке – Галицкой (скв. 1). По данным сейсморазведочных работ отмечается субмеридиональный глубинный разлом, отделяющий Правдинскую структуру от собственно поднятия Русский Хутор Северный, и субширотный разлом между скважинами 38 и 113, где подъем южного блока привел к размыву верхней части нефтекумской свиты нижнего триаса.



Рисунок 3. Схема тектонического районирования Центрального и Восточного Предкавказья [11]

Условные обозначения к рис. 3.

Тектонические элементы (цифры на схеме):

**Русская допалеозойская платформа:** *I-Прикаспийская впадина*;

**Предкавказская эпигерцинская платформа:** *III-Кряж Карпинского* (6-Гашунский прогиб, 7-Белоглинский вал, 8-Элистинский вал, 9-Заветнинско-Чилигирское поднятие, 10-Северо-Бузгинский прогиб, 11-Бузгинское поднятие, 12-Цачанская моноклиналь, 13-Сарпинско-Манычская моноклиналь, 13а-Ачинерская ступень, 13б-Харгатинская седловина, 14-Полдневский вал, 15-Семеновскийпрогиб, 16-Промысловско-Цубукский вал, 17-Джанайский прогиб, 18-Камышанско-Каспийская ступень, 18а-Каспийское поднятие, 18б-Краснокамышанская зона поднятий); *IV-зона Манычских прогибов* (1-Томузловско-Пролетарский прогиб, 2-Гудиловский прогиб, 3-Зунда-Талгинская седловина, 4-Арзгирский прогиб, 5-Дадынский вал, 6-Чограйский прогиб, 7-Северо-Манычская моноклиналь, 8-Восточно-Манычский прогиб, 9-Величаевско-Максимокумский вал); *V-Западно-Ставропольская впадина* (2-Песчанокопский прогиб, 3-Целинская седловина, 4-Сальский вал, 5-Ладовский прогиб, 6-Расшеватское поднятие, 7-Григорополисская моноклиналь, 8-темижбекский прогиб, 9-Соколовско-Алексеевская зона поднятий); *VI-Ставропольский свод* (1-Северо-Ставропольский вал, 2-Тищенский прогиб, 3-Безопасненское поднятие, 4-Тахта-Кугультинское поднятие, 5-Приманычская моноклиналь, 6-Камбулатская терраса, 7-Грачевско-Благодарненская зона поднятий, 8-Мирненская зона поднятий, 9-Новосадовская мульда, 10-Сенгилеевская седловина, 10а-Сенгилеевское поднятие, 11-Южно-Ставропольский вал); *VII-Восточно-Ставропольская впадина* (1-Темнолесский прогиб, 2-Янкульское поднятие, 3-Спицевский прогиб, 4-Журавская зона поднятий, 5-Томузловская ступень, 6-Александровско-Георгиевская моноклиналь, 7-Чернолесский прогиб); VIII-Прикумская система поднятий (1-Петропавловское поднятие, 2-Довсунский прогиб, 3-Кумский прогиб, 4-Ачикулакский вал, 5-Бажиганский вал, 6-Капиевский прогиб, 7-Озек-Суатское поднятие, 8-Таловская ступень, 9-Соленоозерная терраса, 9а-Кумбаторское поднятие, 10-Чернорынковский прогиб, 11-Кочубеевский выступ); *IX-Ногайская ступень* (1-Степновское поднятие, 2-Березкинский прогиб, 3-Орта-Тюбинское поднятие, 4-Тереклинский прогиб, 5-Крайновская ступень); XIII-Восточно-Кубанская впадина (1-Спокойненский выступ, 2-беломечетский прогиб); *XV-Терско-Каспийский передовой прогиб* (1-Баксанская моноклиналь, 2-моноклиналь северного борта, 3-Советско-Курская структурная зона, 4-Предтерский прогиб, 5-Притеречная антиклинальная зона, 6-Терская антиклинальная зона, 7-Алханчуртовская синклиналь, 8-Сунженская антиклинальная зона, 9-харбижинская седловина, 10-Кабардинская впадина, 14а-Петропавловская синклиналь, 19-Сулакский прогиб);

*XVI-Северная моноклиналь Центрального Кавказа* (2-Лабино-Зеленчукская моноклиналь, 2а-Черкесско-Фроловская антиклинальная зона, 3-Минераловодский выступ, 5-Кисловодская ступень, 6-Малкинское поднятие, 7-Балкарская моноклиналь); XVII-поднятие Передового хребта.

По кровле известняков нефтекумской свиты в пределах лицензии Русский Хутор Северный выделяются две структуры: одна в присводовой части поднятия Русский Хутор Северный (скв. 27, 54) оконтуривается сейсмоизогипсой 3500 м, имеет размеры 2,5х2,0 км, амплитуда 50 м; вторая – на северо-восточном погружении (скв. 28, 11 поднятия, оконтуривается сейсмоизогипсой -3850 м, размеры 2,2х2,0 км, амплитуда <40 м. [23]

Начало формирования структуры Русский Хутор Северный относится к началу юрского периода, когда в отложениях нефтекумской свиты образовались антиклинальные поднятия. Структура принадлежит к группе унаследованных. В осадочном чехле, перекрывающем триасовые отложения, выделяются два структурных яруса. Нижний структурный ярус (юра- палеоген) наследует структуру складчатого основания и триасового комплекса, но отличается небольшими углами наклона. Верхний структурный ярус (миоцен-постплиоцен) характеризуется, практически, моноклинальным залеганием с небольшим наклоном на юго-восток. [11]

По кровле J2V1 пласта поднятие Русский Хутор Северный имеет неправильную куполовидную форму с простиранием оси с юго-запада на северо-восток. Свод структуры расположен в районе скв. 21. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе -3440 м: 6,5×4,5 км, амплитуда 45 м (отмечаются структурные осложнения в районе скв. 28 и 30). Поднятие ассиметричное, с пологим (1о) северо-западным и более крутым (1о 30') юго-восточным крылом. [23]

По кровле J3I пласта структурный план в общих чертах сохраняет формы среднеюрских отложений. Положение свода сохраняется в районе скв. 21. По замкнутой изогипсе -3250 м размеры поднятия 5х3,5 км, амплитуда - 40 м. Углы падения крыльев сохраняются. Отмечаются структурные осложнения на востоке (скв. 28), на северо-западе (скв. 1прд, 30). [23]

По кровле K1IX пласта структурный план также сохраняет основные черты тектоники юрских отложений. По замкнутой изогипсе -3180 м размеры поднятия составляют 5,0х3,0 км, амплитуда 40 м. Углы падения крыльев северо-западного 0о55', юго-восточного 0о57'. [25]

Структурные планы альбских и верхнемеловых отложений отображают черты тектоники апта, неокома. При сохранении положения свода, размеры и амплитуда поднятия постепенно уменьшаются.

По кровле верхнего мела размеры поднятия составляют 3,2х1,5 км, амплитуда - 12 м.

По кровле белоглинской свиты верхнего эоцена отмечается незначительное поднятие с амплитудой - 7,0 м.

По кровле V2 пласта майкопских отложений поднятие Русский Хутор Северный оконтуривается изогипсой -1580 м со сводом в районе скв. 115. Размеры поднятия 2,8-2,0 км,

амплитуда - 5,0 м. [23]

В 15 км юго-западнее поднятия Русский Хутор Северный расположено двухсводовое поднятие Сухановское. В свою очередь, на юго-западе от поднятия Сухановское отмечается структура Уларская. Данные поднятия также развивались унаследованно в юрское и меловое время.

Размеры и амплитуды поднятий постепенно уменьшаются к более молодым отложениям.

По кровле K1IX пласта по оконтуривающей изогипсе - 3240 м, размеры поднятия Сухановского 2,5×1,4 км, амплитуда 5-10 м, поднятия Уларское 1,8×0,7 км, амплитуда - 5,0 м.

По кровле V пачки майкопских отложений отмечается моноклинальное погружение отложений с северо-запада на юго-восток. [23]

Схематические выходы на дневную поверхность отложений фундамента, представленные; 4-средне-верхнепалеозойскими породами Передового хребта Центрального Кавказа, 5-кристаллическими породами палеозойского и более древнего возраста альпийской складчатой зоны Центрального Кавказа; 6-краевые швы; 7-прочие разломы;

Границы тектонических элементов: 8- I порядка (передовые прогибы, впадины, своды, выступы, системы поднятий и прогибов и пр.), 9- II порядка (а - валы, прогибы, поднятия, моноклинали, б – структурные зоны, ступени и пр.) [11]

1.3. Нефтегазоносность

Нефтегазоконденсатное месторождение Русский Хутор Северный входит в состав Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления Прикумского нефтегазоносного района Восточно-Предкавказкой нефтегазоносной области. [11]

В пределах Прикумского нефтегазоносного района установлен широкий стратиграфический диапазон нефтеносности: от триаса до палеогена включительно. (табл. 1.)

Таблица 1

Продуктивные пласты месторождения Русский Хутор Северный . [23]

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Стратиграфическое положение | Литология | Тип коллектора | Индекс пласта |
| 1 | палеоген  средний майкоп | алевролиты, песчаники | поровый | Pg mk V, Pg mk VI |
| 2 | нижний мел  аптский | песчаники  алевролиты | поровый | K1VIII1+2, K1VIII3, K1VIII4, |
| 3 | нижний мел  барремский ярус | известняки | поровый | K1 IXa+IX |
| 4 | нижний мел  готеривский ярус | песчаники | поровый | K1X, |
| 5 | нижний мел  валанжинский ярус | песчаники  алевролиты | поровый | K1 XI |
| 6 | нижний мел  берриасский ярус | песчаники  алевролиты | поровый | K1 XIII |
| 7 | верхняя юра  кимериджский ярус | песчаники | поровый | J3I |
| 8 | верхняя юра  келловейский ярус | песчаники | поровый | J3IIIa,  J3III1  J3III2  J3III3 |
| 9 | средняя юра  байосский ярус | песчаники  алевролиты | поровый | J2V1  J2V2+3  J2V4 |
| 10 | нижний трас  нефтекумская свита | известняки | трещинно-кавернозный | T1nf |

Основное количество залежей и запасов углеводородов связано с отложениями нижнего отдела меловой и юрской систем. Распределение запасов углеводородов по стратиграфическим комплексам приведено табл. 2.

В разрезе осадочного чехла преобладают нефтяные залежи; газовые залежи известны только в песчано-алевролитовых пачках майкопских отложений, а газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи установлены в ряде пластов нижнего отдела меловых и юрских отложений на площадях Русский Хутор Северный и Сухановской. [11]

Таблица 2

Распределение запасов по стратиграфическим комплексам [23]

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Начальные извлекаемые запасы | Отложения | | | | |
| Палеогеновые | Верхнемеловые | Нижнемеловые | Юрские | Триасовые |
| млн.т. | 4,02 | 6,2 | 23,6 | 7,6 | 1,9 |
| % | 9,2 | 14,2 | 55,0 | 17,5 | 4,1 |

Коллекторами в майкопских, нижнего отдела меловых и юрских отложениях являются песчаники и алевролиты. В отложениях верхнего мела и триаса коллекторы карбонатные, представленные трещиноватыми известняками и доломитами, эффективная емкость которых обусловлена вторичной пустотностью. Коллекторы кавернозно-трещинного типа.

В палеогеновых (эоценовых, нижнеолигоценовых) отложениях коллекторами являются слабо - и тонкотрещиноватые глинистые известняки, мергели и аргиллитоподобные плитчато-листоватые глины. Эффективная емкость коллекторов также обусловлена вторичной пустотностью, а коллектора трещинного, листовато-плитчато-трещинного типа отличаются очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами и зональным характером распространения.

Залежи всех стратиграфических горизонтов являются сводовыми, пластовыми, стратиграфически и литологически экранированными, литологически ограниченными.

Месторождение Русский Хутор Северный по количеству продуктивных пластов, количеству залежей и фазовому состоянию углеводородов является уникальным. На месторождении установлена промышленная продуктивность 24 пластов, выявлено 38 залежей, в том числе 14-нефтяных, 2-нефтегазоконденсатные, 15-газоконденсатных, 7-газовых.

Продуктивные пласты имеют сложное строение, обусловленное высокой степенью их расчлененности и неповсеместным распространением коллекторов по площади. [11]

2.4. Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата

В целом по месторождению Русский Хутор Северный:

* Нефть: легкая (0,543 – 0,822 г/см3), вязкость до 0,701 МПа, малосернистая (до 0,3%),

малосмолистая (до 3,7%), высокопарафинистая (до 26%), с содержанием асфальтенов

до 0,75%; [5 – 8]

* Газ: содержание метана 72,06%, этана 11,8%, пропана 4,90%, бутана 1,94%, углекислого газа 2,55%; [23]
* Газоконденсат: плотность варьируется от 0,727 до 0,780, молекулярный вес до 145,1, содержание парафинов до 5,71%, содержание серы до 0,08%. [23]

3. ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтегазоностность месторождения была установлена в 1960 г. Запасы нефти, газа и конденсата впервые были подсчитаны по состоянию на 01.01.65 г. и утверждены в ГКЗ СССР.

В промышленную разработку месторождение введено в 1967 году на основании «Технологической схемы разработки нефтегазоконденсатного месторождения Русский Хутор Северный». В ней технико-экономические показатели разработки определялись по нефтегазоконденсатным залежам К1VIII1+4 и К1IXa + IX пластов. [21]

В последующие годы на месторождении продолжали производиться геолого-разведочные работы, в результате которых в 1975 году были подсчитаны запасы нефти, газа и конденсата по всей толще отложений нижнего мела, верхней и средней юры, и утверждены в ГКЗ СССР по состоянию на 01.01.1975 г. [15]

На базе этих запасов в 1975 году был составлен «Комплексный проект разработки многопластового месторождения Русский Хутор Северный», в котором не рассматривались газоконденсатная залежь J3IIIa и нефтяная залежь J2V пласта юрских отложений. Эти залежи к моменту составления проекта были недоизучены.

В 1979 году был составлен «Уточнённый проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Русский Хутор Северный». В проекте вводились в разработку залежи J3III, J2V и J1I1 пластов месторождения Русский Хутор Южный, Уларская залежь J3III пласта и Правдинская залежь J3III пласта. В проекте указанные залежи рассматривались совместно с аналогичными залежами основного поля месторождения Русский Хутор Северный. [21]

В 1980г. был составлен «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Русский Хутор Северный». В проекте разработка проектировалась только по залежам, входящим в состав основного поля месторождения Русский Хутор Северный. Залежь нефти триасовых отложений в проекте не рассматривалась. Особенностью данного проекта разработки являлось предложение о расконсервации газонасыщенных зон нефтегазоконденсатных залежей и внедрение более интенсивных систем их разработки.

По состоянию на 01.01.2017 г. основные залежи месторождения Русский Хутор Северный уже выработаны. На месторождении в эксплуатации пробурено 113 скважин, причём в процессе их работы был осуществлено 93 перевода на вышележащие продуктивные пласты. [23]

3.1. Динамика добычи углеводородов

Всего по месторождению Русский Хутор Северный на 01.01.2017 г. добыто: по майкопским залежам – 604 млн.м3 свободного газа, по газоконденсатным залежам – 2589 тыс. т конденсата и 5608,5 млн.м3 свободного газа, по нефтяным залежам – 4094 тыс. т нефти. [23]

Таблица 3

Характеристика основных показателей разработки газоконденсатных, газовых и нефтяных залежей месторождения Русский Хутор Северный [23]

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год разработки | Добыча конденсата, тыс.т | Ср. сут. дебит конденсата, т/сут | Добыча нефти, тыс. т | Ср. сут. дебит нефти, т/сут | Добыча газа, млн.м3 | Ср. сут. дебит газа, м³/сут |
|  |  |
| 1967 |  |  | 2,291 | 73,9 |  |  |
| 1968 | 23,157 | 46,7 | 75,521 | 43,4 | 111,906 | 155,7 |
| 1969 | 37,889 | 61 | 114,605 | 41,1 | 140,755 | 147,9 |
| 1970 | 29,162 | 48,2 | 107,803 | 33,7 | 88,101 | 145,5 |
| 1971 | 29,162 | 38,9 | 96,353 | 30 | 87,536 | 113,9 |
| 1972 | 37,022 | 32,8 | 79,898 | 27,1 | 101,818 | 90,1 |
| 1973 | 74,635 | 44,2 | 72,421 | 23,3 | 179,353 | 106,2 |
| 1974 | 111,115 | 40 | 67,888 | 21,6 | 218,853 | 78,9 |
| 1975 | 143,287 | 40,7 | 90,051 | 33,5 | 269,147 | 76,4 |
| 1976 | 138,411 | 43,7 | 102,509 | 30 | 263,550 | 83,2 |
| 1977 | 133,803 | 37,2 | 434,566 | 66,1 | 248,705 | 69,2 |
| 1978 | 113,053 | 31,4 | 667,057 | 65,4 | 202,492 | 56,2 |
| 1979 | 138,599 | 27,8 | 612,017 | 52,7 | 241,318 | 48,4 |
| 1980 | 150,532 | 27,5 | 392,974 | 39,8 | 261,842 | 47,3 |
| 1981 | 144,55 | 21,1 | 214,653 | 23,4 | 315,927 | 40,6 |
| 1982 | 136,101 | 19,9 | 153,979 | 14,8 | 347,174 | 46,8 |
| 1983 | 172,646 | 19,7 | 92,381 | 8,5 | 447,535 | 35,3 |
| 1984 | 204,012 | 14,2 | 66,346 | 6,3 | 511,81 | 28,9 |
| 1985 | 148,022 | 9,6 | 73,536 | 7,1 | 399,288 | 18,5 |
| 1986 | 119,364 | 6,5 | 68,214 | 6,4 | 323,037 | 16,9 |

Продолжение таблицы 3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1987 | 82,989 | | | 4,6 | | 53,303 | | 4,8 | | 263,473 | 15,2 |
| 1988 | 59,188 | | | 3,6 | | 47,871 | | 4,4 | | 211,522 | 14,1 |
| 1989 | 46,118 | | | 2,8 | | 63,226 | | 6,4 | | 139,096 | 11,4 |
| 1990 | 36,769 | | | 2,2 | | 49,869 | | 4,8 | | 96,380 | 10,7 |
| 1991 | 34,66 | | | 2,1 | | 35,732 | | 3,8 | | 90,535 | 9,9 |
| 1992 | 21,321 | | | 1,3 | | 30,914 | | 4 | | 49,411 | 9,6 |
| 1993 | 23,055 | | | 1,5 | | 10,619 | | 1,7 | | 69,501 | 9,1 |
| 1994 | 9,644 | | | 0,9 | | 7,647 | | 2,8 | | 26,470 | 10,3 |
| 1995 | 12,767 | | | 10,6 | | 3,522 | | 6,8 | | 45,571 | 30,3 |
| 1996 | 15,059 | | | 7,6 | | 10,934 | | 8,2 | | 50,291 | 40,1 |
| 1997 | 19,375 | | | 6,8 | | 8,062 | | 8,4 | | 52,652 | 41,8 |
| 1998 | 23,281 | | | 6,5 | | 10,408 | | 5,9 | | 62,932 | 41,9 |
| 1999 | 19,429 | | | 6,2 | | 11,193 | | 5,5 | | 57,538 | 17,4 |
| 2000 | 17,449 | | | 4,4 | | 12,02 | | 5 | | 47,950 | 12,1 |
| 2001 | 16,826 | | | 4 | | 10,347 | | 4,5 | | 50,690 | 11,4 |
| 2002 | 12,265 | | | 3,6 | | 6,695 | | 5 | | 39,285 | 18,9 |
| 2003 | 15,407 | | | 6,2 | | 5,952 | | 5,4 | | 45,235 | 11,2 |
| 2004 | 6,311 | | | 4,2 | | 6,957 | | 6,7 | | 14,778 | 10,5 |
| 2005 | 5,358 | | | 4,4 | | 3,956 | | 6,8 | | 10,864 | 7,3 |
| 2006 | 4,11 | | | 2,1 | | 10,791 | | 19,1 | | 7,771 | 3,4 |
| 2007 | 1,872 | | | 1,4 | | 5,406 | | 9,3 | | 3,367 | 2,1 |
| 2008 | 0 | | | 0 | | 0,888 | | 3,5 | | 0 | 0 |
| 2009 | 0 | | | 0 | | 3,452 | | 8,1 | | 0 | 0 |
| 2010 | 2,187 | | | 3,1 | | 27,991 | | 18,3 | | 3,344 | 2,4 |
| 2011 | 4,176 | | | 3,6 | | 31,061 | | 11 | | 4,681 | 3,1 |
| 2012 | 5,259 | | | 4,8 | | 15,963 | | 8,9 | | 2,169 | 2,1 |
| 2013 | 3,785 | | | 2,1 | | 11,852 | | 7,2 | | 2,478 | 2,2 |
| 2014 | 2,123 | | | 1,8 | | 7,658 | | 5,3 | | 2,741 | 2,3 |
| 2015 | 2,096 | | | 1,5 | | 4,157 | | 3,1 | | 2,523 | 2,2 |
| 2016 | 1,175 | | | 1,2 | | 3,785 | | 2,1 | | 1,486 | 1,4 |
|  | |  |  | |  | |  | |

3.1.1. Добыча газа

В таблице 3 приведены основные показатели разработки (годовая добыча, средний суточный дебит) газовых и газоконденсатных залежей. На рис. 4 представлена динамика добычи газа в целом по месторождению Русский Хутор Северный. На рис. 5 представлен средний суточный дебит по годам разработки газовых и газоконденсатных залежей. [23]

Газовые залежи приурочены к V и VI пачкам майкопских отложений. В промышленной разработке находились залежи V2; V3; V4; VI1; VI2а и VI3 пластов. (табл. 4)

Таблица 4

Основные характеристики газовых залежей [23]

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Объект | Начальные геологические запасы, млн.м3 | Количество эксплуатационных скважин | Добыча газа, млн.м3 |
| Газовая залежь V2 пласта майкопских отложений. | 112 | 1 | 38,9 |
| Газовая залежь V3 пласта майкопских отложений | 83 | 3 | 31,9 |
| Газовая залежь V4 пласта майкопских отложений | 183 | 3 | 145 |
| Газовая залежь VI1 пласта майкопских отложений | 102 | 4 | 97,9 |
| Газовая залежь VI2a пласта майкопских отложений | 16 | 1 | 1,2 |
| Газовая залежь VI2б пласта майкопских отложений | 15 | Не разрабатывалась | |
| Газовая залежь VI3 пласта майкопских отложений. | 319,2 | 5 | 289,2 |

Кроме этого, добыча газа велась из газоконденсатных залежей, характеристика которых представлена в таблице 5. (залежи K1VIII1+2, K1VIII3, K1VIII4, K1IX+IXα, K1X, K1XI, K1XIII, J3I, J3IIIa основная залежь, J3IIIa район скважины 29, J3III1, J3III1 Галицкая залежь, J3III2, J3III3)

Рисунок 4. Динамика добычи газа в целом по месторождению Русский Хутор Северный

Рисунок 5. График средних суточных дебитов добычи газа в целом по месторождению Русский Хутор Северный

Небольшая залежь Pg mk VI2б пласта в разработку не вводилась, залежь Pg mk VI2а пласта выработана на 7,4 %, залежи Pg mk V2 и Pg mk V3 пластов выработаны на 34,8 - 38,5 %% соответственно; залежи Pg mk V4, Pg mk VI1и Pg mk VI3 пластов, содержащих 73 % свободного газа, выработаны от 79,2 до 96 %. [23]

3.1.2. Добыча конденсата

В таблице 3 приведены основные показатели разработки (годовая добыча, средний суточный дебит) газоконденсатных залежей**.** На рис. 6 представлена динамика добытого конденсата из газоконденсатных залежей в целом по месторождению Русский Хутор Северный. На диаграмме (рис. 7) представлен средний суточный дебит по годам разработки газоконденсатных залежей.

В промышленной разработке находились залежи K1VIII1+2, K1VIII3, K1VIII4, K1IX+IXα, K1X, K1XI, K1XIII, J3I, J3IIIa основная залежь, J3IIIa район скважины 29, J3III1, J3III1 Галицкая залежь, J3III2, J3III3. (табл. 5) [23]

Рисунок 6. Динамика добычи конденсата из газоконденсатных залежей в целом по месторождению Русский Хутор Северный

Таблица 5

Основные характеристики газоконденсатных залежей [23]

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект | Начальные геологические запасы конденсата, тыс. т | Начальные геологические запасы, млн.м3 | Количество эксплуатационных скважин | Добыча конденсата, тыс.т | Добыча газа, млн.м3 |
| Залежь газоконденсата K1VIII1+2 пласта | 259 | 516 | 3 | 138,1 | 456,3 |
| Залежь газоконденсата K1VIII1+2 пласта | 42 | 83 | Не разрабатывалась | | |
| Залежь газоконденсата K1VIII3 пласта | 67 | 111 | 1 | 4,4 | 11 |
| Залежь газоконденсата K1VIII4 пласта | 421 | 631 | 3 | 126,9 | 315 |
| Залежь газоконденсата K1IXа+IX пласта. | Залежь выработана. Разработка не проектируется. | | | | |
| Залежь газоконденсата K1X пласта | 107 | 265 | 4 | 42,8 | 265 |
| Залежь газоконденсата K1XIII пласта | 40 | 44 | 2 | 14,2 | 24 |
| Залежь газоконденсата J3I пласта | 288 | 353 | 5 | 84,7 | 172,9 |
| Залежь газоконденсата J3IIIа пласта | 241 | 403 | 171,2 | 369,1 |  |
| Залежь газоконденсата J3IIIа пласта (р-он скв. 29). | 65 | 109 | 4 | 50,6 | 109 |
| Галицкая залежь газоконденсата J3III1 пласта | 10 | 13 | 1 | 40 |  |
| Залежь газоконденсата J3III1 пласта | 631 | 817 | 14 | 457,2 | 787,1 |
| Залежь газоконденсата J3III2 пласта | 950 | 1090 | 22 | 714,2 |  |
| Залежь газоконденсата J3III3 пласта | 184 | 211 | 8 | 138,1 | 211 |

Рисунок 7. График средних суточных дебитов конденсата из газоконденсатных залежей в целом по месторождению Русский Хутор Северный

Полностью выработаны залежи газоконденсата K1IXa+IX, K1X, K1XI, J3 IIIa (р-он скв.29), J3 III1 (галицкая), J3 III2 пласта J3III3 пластов, содержащие 54,5 % извлекаемых запасов конденсата всего месторождения.

Выработанность залежей, содержащих 44,6 % всех извлекаемых запасов конденсата изменяется от 10,8 % - залежь газоконденсата K1VIII1+2 пласта, до 97,9 % - залежь газоконденсата J3 III1 пласта, составляя в среднем – 34 %. Залежи газоконденсата K1VIII1+2 (р-он скв.12) пласта, содержащие 0,9 % извлекаемых запасов конденсата, в разработку не вводились. [23]

3.1.3. Добыча нефти

В таблице 3 приведены основные показатели разработки (годовая добыча, средний суточный дебит) нефтяных залежей**.** На рис. 8 представлена динамика добытой нефти из нефтяных залежей в целом по месторождению Русский Хутор Северный. На рис. 9 представлен средний суточный дебит по годам разработки нефтяных залежей.

В промышленной разработке находились залежи K1VIII1+2, K1VIII1+2 Правдинская залежь, K1IX+IXα, K1XIII, J3III1 Правдинская залежь, J3III1 Уларская залежь, J3III3, J2V1, J2V2+3, J2V4, T1nf, T1nf Правдинское залежь , T1nf Кочетовская залежь. (табл. 6) [23]

Таблица 6

Основные характеристики нефтяных залежей [23]

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект | Начальные геологические запасы, тыс. т | Количество эксплуатационных скважин | | Добыча нефти, тыс. т |
| Залежь нефти K1VIII1+2 пласта | 259 | 1 | | 59,9 |
| Залежь нефти K1VIII1+2 пласта | 9 | Не разрабатывалась | | |
| Правдинская залежь нефти K1VIII1+2 пласта | 326 | 2 | | 69,1 |
| Правдинская залежь нефти K1IXа+IX пласта | 17 | Не разрабатывалась | | |
| Залежь нефти K1IXа+IX пласта | 6046 | 35 | | 1271,1 |
| Залежь нефти K1XIII пласта | 330 | 2 | | 54,7 |
| Правдинская залежь нефти J3I пласта | 280 | Не разрабатывалась | | |
| Правдинская залежь нефти J3III1 пласта | 243 | 3 | 61,1 | |
| Уларская залежь нефти J3III1 пласта | 61 | 1 | 19,9 | |
| Залежь нефти J3III3 пласта | 107 | 1 | 8,9 | |
| Залежь нефти J2V1 пласта | 1989 | 24 | 978,8 | |
| Залежь нефти J2V2+3 пласта | 2882 | 20 | 1355 | |
| Залежь нефти J2V4 пласта | 399 | 4 | 171,7 | |
| Залежь нефти T1 nf пласта | 209 | 1 | 41,8 | |
| Правдинская залежь нефти T1 nf пласта. | 139 | 1 | 1,5 | |
| Кочетовская залежь нефти T1 nf пласта | 294 | 1 | 4,1 | |

Рисунок 8. Динамика добычи нефти из нефтяных залежей в целом по месторождению Русский Хутор Северный

Рисунок 9. График средних суточных дебитов нефти из нефтяных залежей в целом по месторождению Русский Хутор Северный

Полностью выработаны основные залежи нефти - J2V1, J2V2+3 и J2V4 пласты, содержащие 54,9 % извлекаемых запасов нефти всего месторождения. Также выработаны небольшие залежи -Уларская залежь J3 III1 пласта и залежь T1nf пласта, содержащие 1,4 % извлекаемых запасов нефти. Залежь нефти K1IXa+IX пласта, содержащая 31,8 % извлекаемых запасов нефти - выработана на 87,6 %. Выработанность мелких залежей, содержащих 10,5 % всех извлекаемых запасов нефти изменяется от 3,6 % - Правдинская залежь нефти T1nf пласта, до 83,8 % - Правдинская залежь нефти J3 III1 пласта, составляя в среднем – 28,1 %. Залежи нефти K1VIII1+2 , K1IXa+IX (правдинская) и J3 I (правдинская) пластов, содержащие 1,4 % извлекаемых запасов нефти, в разработку не вводились. [23]

Таким образом, в целом по месторождению Русский Хутор Северный выработка свободного газа майкопских отложений составляет 72,8 % от извлекаемых запасов, степень выработки конденсата газоконденсатных залежей по месторождению в целом составляет 88,6% от извлекаемых запасов, выработка извлекаемых запасов нефти составляет 89,9 %.

3.2. Методы вскрытия пластов и освоения скважин. Способы эксплуатации скважин.

Вскрытие продуктивных пластов проводилось на глинистом растворе кумулятивными перфораторами. Вызов притока осуществлялся заменой глинистого раствора на воду с последующим компрессованием или заменой воды нефтью.

В процессе опробования и освоения скважин месторождения Русский Хутор основным методом повышения производительности скважин являлись глинокислотные обработки призабойных зон пласта. [23]

Скважины вводились в эксплуатацию фонтанным способом. После прекращения фонтанирования нефтяных скважин осуществлялся перевод на механизированную эксплуатацию: сначала газлифтным способом [24], затем установками скважинных штанговых насосов (УСШН), а с 2002 года – на эксплуатацию установками электроцентробежных нефтяных насосов (УЭЦН). [23]

4. АНАЛИЗ ПОВЫШЕНИЯ ОТДАЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Чтобы положительно ответить на вопрос применимости того или иного метода увеличения газо-, конденсато- и нефтеоотдачи на месторождении Русский Хутор Северный, следует учесть как геологические и физико-химические особенности продуктивных пластов, так и влияние выбранной технологии на объекты разработки.

В основу выделения эксплуатационных объектов на месторождении Русский Хутор Северный положена, прежде всего, сложившаяся система разработки, так как некоторые залежи полностью выработаны, а большинство залежей находятся на поздней стадии разработки.

В майкопских отложениях палеогеновой системы выделяется два объекта разработки:

* объект разработки свободного газа Pg mk V, состоящий из трех залежей:

- газовая залежь Pg mk V2,

- газовая залежь Pg mk V3,

- газовая залежь Pg mk V4;

* объект разработки свободного газа Pg mk VI, состоящий из четырех залежей:

- газовая залежь Pg mk VI 1,

- газовая залежь Pg mk VI 2а,

- газовая залежь Pg mk VI 2б,

- газовая залежь Pg mk VI 3;

В нижнемеловых отложениях выделено 11 объектов разработки:

* объект разработки нефти К1VIII1+2 пласта, состоящий из двух залежей:

- нефтяная залежь К1VIII1+2 пласта (основная),

- нефтяная залежь К1VIII1+2 пласта (р-он скв. 82)

* объект разработки Правдинская нефтяная залежь К1VIII1+2 пласта;
* объект разработки газоконденсата К1VIII1+2 пласта, состоящий из двух залежей:

- газоконденсатная залежь К1VIII1+2 пласта (основная);

- газоконденсатная залежь К1VIII1+2 пласта (р-он скв. 12);

* + газоконденсатная залежь К1VIII3 пласта;
  + газоконденсатная залежь К1VIII4 пласта;
  + нефтегазоконденсатная залежь К1IXa+IX пласта;
  + Правдинская нефтяная залежь К1IXa+IX пласта;
  + газоконденсатная залежь К1X пласта;
  + газоконденсатная залежь К1XI пласта;
  + нефтяная залежь К1XIII пласта;
  + газоконденсатная залежь К1XIII пласта;

В юрских отложениях выделено 15 объектов разработки:

* + Правдинская нефтяная залежь J3I пласта;
  + газоконденсатная залежь J3I пласта;
  + объект разработки газоконденсата J3IIIа пласта, состоящий из двух залежей:

- газоконденсатная залежь J3IIIа пласта (основная),

- газоконденсатная залежь J3IIIа пласта (р-он скв. 29);

* + Галицкая газоконденсатная залежь J3III1 пласта;
  + Уларская нефтяная залежь J3III1 пласта;
  + Правдинская нефтяная залежь J3III1 пласта;
  + объект разработки газоконденсата J3III1+2+3 пласта поля Русский Хутор Северный, состоящий из трех залежей:
  + - газоконденсатная залежь J3III1 пласта;
  + - газоконденсатная залежь J3III2 пласта;
  + - газоконденсатная залежь J3III3 пласта;
  + нефтяная залежь J3III3 пласта;
  + объект разработки нефти J2V1+2+3+4 пласта поля Русский Хутор Северный, состоящий из трех залежей:
  + нефтяная залежь J2V1 пласта;
  + нефтяная залежь J2V2+3 пласта;
  + нефтяная залежь J2V4 пласта;

В нефтекумской свите триасовых отложений выделено три объекта разработки:

* + нефтяная залежь T1nf пласта;
  + Правдинская нефтяная залежь T1nf пласта;
  + Кочетовская нефтяная залежь T1nf пласта.

Таким образом, на месторождении Русский хутор Северный выделен 31 объект разработки.

Исходные геолого-физические характеристики объектов месторождения Русский Хутор Северный по залежам приводятся в таблице 7, 7.1, 7.2:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 7  Геолого – физические характеристики объектов месторождения Русский Хутор Северный (свободный газ, газоконденсат) [23] | | | | | | | | | | |
| Параметры | свободный газ | | газоконденсат | | | | | | | |
| Pgmkp V | Pgmkp VI | К1VIII1+2 (основ.) | К1VIII1+2 (р-н скв.12) | К1VIII3 | К1VIII4 | К1IXа+IX | К1IXа+IX | К1IXа+IX (правд.) | К1IXа+IX |
| Средняя глубина залегания, м | -1610 | -1690 | -3120 | -3120 | -3130 | -3140 | -3150 | -3150 | -3150 | -3150 |
| Тип залежи | пластовая сводовая | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая | пластовая сводовая | пластовая сводовая | пластовая сводовая | пластовая сводовая |
| Тип коллектора | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м2 | 4673 | 6796 | 5064 | 1805 | 6516 | 13487 | 7954 | 5583 | 14005 | 3060 |
| Пористость, доли ед. | 0,21 | 0,23 | 0,17 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,19 | 0,15 | 0,12 | 0,12 |
| Начальная газонасыщенность, доли ед. | 0,62 | 0,62 | 0,6 | 0,53 | 0,60 | 0,61 | 0,64 | 0,55 | 0,5 | 0,60 |
| Проницаемость, мкм2х10-3 | 12 | 35 | 57 | 57 | 208 | 208 | 208 | 77 | 14 | 7 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | 0,69 | 0,708 | 0,77 | 0,77 | 0,87 | 0,87 | 0,65 | 0,72 | 0,98 | 0,8 |
| Продолжение таблицы 7 | | | | | | | | | | |
| Пластовая температура, 0С | 85 | 86 | 134 | 134 | 137 | 136 | 134 | 140 | 140 | 140 |
| Пластовое давление, МПа | 16,9 | 17,8 | 31,7 | 31,7 | 32,1 | 32,1 | 32 | 32,2 | 33 | 33 |
| Содержание стабильного конденсата, г/м3\* |  |  | 475 | 475 | 573 | 573 | 490 | 365 | 510 | 824 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 7.1  Геолого – физические характеристики объектов месторождения Русский Хутор Северный (газоконденсат, нефть) [23] | | | | | | | | | | | | |
| Параметры | газоконденсат | | | | | | нефть | | | | | |
| J3I | J3 IIIа | J3 III1 | J3 III1 (галиц.) | J3 III2 | J3 III3 | К1VIII1+2 (основ.) | К1VIII1+2 (р-н скв.82) | К1VIII1+2 (правд.) | К1IXа+IX | К1IXа+IX (правд.) | |
| Средняя глубина залегания, м | -3230 | -3260 | -3280 |  | -3290 | -3310 | -3120 | -3120 | -3120 | -3150 | -3150 | |
| Тип залежи | пластовая сводовая | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая | пластовая сводовая | |
| Тип коллектора | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | терриген.поровый | |
| Продолжение таблицы 7.1 | | | | | | | | | | | | |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м2 | 6200 | 9316 | 12700 | 226 | 8687 | 5023 | 3039 | 432 | 1821 | 19738 | | 790 |
| Пористость, доли ед. | 0,15 | 0,18 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,16 | 0,15 | 0,13 | 0,17 | 0,17 | | 0,14 |
| Начальная нефтенасыщенность, доли ед. |  |  |  |  |  |  | 0,58 | 0,44 | 0,6 | 0,6 | | 0,5 |
| Начальная газонасыщенность, доли ед. | 0,52 | 0,6 | 0,64 | 0,64 | 0,66 | 0,64 | 57 | 57 | 57 |  | |  |
| Проницаемость, мкм2х10-3 | 10 | 202 | 202 |  | 301 | 301 | 57 | 57 | 57 | 208 | | 208 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | 0,88 | 0,94 | 0,3 | 0,3 | 0,7 | 0,3 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,65 | | 0,65 |
| Пластовая температура, 0С | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 135,6 | 135,6 | 135,6 | 136,3 | | 136,3 |
| Пластовое давление, МПа | 32,9 | 33,6 | 33,4 | 33,4 | 33,5 | 33,6 | 31,7 | 31,7 | 31,7 | 32 | | 32 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с |  |  |  |  |  |  | 0,366 | 0,366 | 0,366 | 0,32 | | 0,32 |
| Плотность нефти |  |  |  |  |  |  | 0,644 | 0,644 | 0,644 | 0,543 | | 0,543 |
| в пластовых условиях, т/м3 |
| Продолжение таблицы 7.1 | | | | | | | | | | | | |
| в стандартных условиях, т/м3 |  |  |  |  |  |  | 0,816 | 0,816 | 0,816 | 0,809 | | 0,817 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. |  |  |  |  |  |  | 2,14 | 2,14 | 1,54 | 1,98 | | 1,98 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа |  |  |  |  |  |  | 17,9 | 17,9 | 17,9 | 27,4 | | 27,4 |
| Газосодержание нефти, м3/ т |  |  |  |  |  |  | 327 | 327 | 190 | 344 | | 344 |
| Содержание стабильного конденсата, г/м3\* | 718 | 718 |  |  | 801 | 801 |  |  |  |  | |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 7.2  Геолого – физические характеристики объектов месторождения Русский Хутор Северный (нефть) [23] | | | | | | | | | | | |
| Параметры | нефть | | | | | | | | | | |
| К1XIII | J3I (правд.) | J3 III1 (прад.) | J3 III1 (улар.) | J3 III3 | J2 V1 | J2 V2+3 | J2 V4 | T1nf | T1nf (правд.) | T1nf (кочет.) |
| Средняя глубина залегания, м | -3220 | -3230 |  |  | -3310 | -3410 | -3420 | -3430 | -3700 | -3700 | -3700 |
| Продолжение таблицы 7.2 | | | | | | | | | | | |
| Тип залежи | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая | пластовая сводовая, лит. экран | пластовая сводовая | пластовая сводовая | пластовая сводовая | массивная | массивная | массивная |
| Тип коллектора | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | терриген. поровый | трещинно-каверн. | трещинно-каверн. | трещинно-каверн. |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м2 | 7263 | 3653 | 1882 | 1048 | 1939 | 9023 | 5676 | 1293 | 1171 | 1476 | 1923 |
| Пористость, доли ед. | 0,12 | 0,14 | 0,16 | 0,14 | 0,13 | 0,16 | 0,17 | 0,18 | 0,026 | 0,02 | 0,018 |
| Начальная нефтенасыщенность, доли ед. | 0,5 | 0,5 | 0,61 | 0,55 | 0,54 | 0,63 | 0,66 | 0,62 | 0,75 | 0,58 | 0,75 |
| Проницаемость, мкм2х10-3 | 7 | 10 | 202 |  | 301 | 300 | 300 | 300 | 0,068 | 0,068 | 0,068 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | 0,8 | 0,88 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,85 | 0,7 | 0,77 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Пластовая температура, 0С | 139,4 | 139,4 | 139,4 | 139,4 | 140 | 145 | 145 | 146,5 | 152 | 152 | 152 |
| Продолжение таблицы 7.2 | | | | | | | | | | | |
| Пластовое давление, МПа | 33 | 32,9 | 33,4 | 33,4 | 33,6 | 36,3 | 36,3 | 36,3 | 36,5 | 36,5 | 36,5 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 0,41 | 0,41 | 0,30 | 0,30 | 0,30 | 0,619 | 0,619 | 0,619 |  |  |  |
| Плотность нефти | 0,692 | 0,692 |  |  |  | 0,701 | 0,701 | 0,701 |  |  |  |
| в пластовых условиях, т/м3 |
| в стандартных условиях, т/м3 | 0,83 | 0,814 | 0,784 | 0,783 | 0,784 | 0,852 | 0,844 | 0,847 | 0,852 | 0,855 | 0,852 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1,42 | 1,41 | 1,75 | 1,65 | 1,75 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,08 | 1,27 | 1,08 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа |  | 14,8 |  |  |  | 16,8 | 16,8 | 16,8 |  |  |  |
| Газосодержание нефти, м3/ т | 125 | 165 | 165 | 581 | 296 | 102 | 102 | 102 | 27 | 76 | 27 |

Таким образом, анализируя табл. 7, 7.1, 7.2 можно сделать несколько выводов:

• Средняя глубина залегания газовых залежей -1650 м, газоконденсатных залежей -3138 м, нефтяных залежей -3345 м.

• Залежи в основном пластовые, сводовые, в некоторых случаях литологически- экранированные и массивные.

• Среднее значение пористости для газовых коллекторов 0,22 доли ед., для газоконденсатных коллекторов 0,16 доли ед., для нефтяных коллекторов 0,13 доли ед.

• Среднее значение проницаемости для газовых коллекторов 24 мкм2x10-3; для газоконденсатных коллекторов 142 мкм2х10-3, для нефтяных коллекторов 144 мкм2х10-3.

• Среднее значение пластовой температуры для 137 0С.

• Среднее значение вязкости нефти в пластовых условиях 0,409 мПа·с.

• Среднее значение плотности нефти в пластовых условиях 0,6505 т/м3. Месторождение Русский Хутор Северный является месторождением с высокой степенью выработанности запасов и высоким процентом обводненности. Для его разработки требуется вовлечение, как вторичных, так и третичных методов увеличения отдачи углеводородов.

Для того чтобы подобрать рентабельные варианты разработки месторождения Русский Хутор Северный необходимо проанализировать существующие методы увеличения отдачи углеводородов и определить основные характеристики для их применения. (табл. 8)

Основные факторы, осложняющие работу скважин (УЭЦН) на месторождении – температура и высокое содержание парафина (2.4.), что во время эксплуатации скважин приводит:

* забиванию клапанов глубинного насоса, что способствует уменьшению дебитов скважин до полного прекращения подачи насоса;
* увеличению нагрузки на насосные штанги и наземное оборудование, что влечет за собой обрывы и отвороты штанг и другие неполадки;
* забиванию парафином насосных труб, вследствие чего уменьшалось их живое сечение, что приводило к постепенному уменьшению дебита;
* забиванию парафином выкидной линии, коллекторной системы, групповой установки и прочих наземных коммуникаций. Очистка их в большинстве случаев сопровождалась длительными остановками скважин. [16, 26]

Парафиновые отложения снижают фильтрационные характеристики пласта, закупоривают поры, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб и, как следствие, значительно осложняют добычу нефти, увеличивают расход электроэнергии при механизированном способе добычи, приводят к повышенному износу оборудования. [26]

При дальнейшем выборе способа разработки этот фактор необходимо учитывать и рассмотреть способы предотвращения вредного влияния большого содержания в нефти парафина.

После сопоставления параметров для применения методов увеличения нефтеодачи и основных характеристик месторождения (табл.8), можно сделать вывод, что для дальнейшего анализа метода разработки стоит рассматривать следующие варианты:

* Гидроразрыв пластов;
* Водогазовое воздействие на пласты;
* Электромагнитное воздействие на пласты.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 8  Методы увеличения отдачи углеводородов и параметры для их применения [1 – 4, 9, 10, 12, 13, 17,19, 20, ] | | | | | | | | | |
| Метод  добычи | Глубина, м | Тип коллектора | Проницаемость, мД | Вязкость, мПа\*с | | Коэффициент нефтеотдачи, % | | Примечания | |
| Физические | | | | | | | | | |
| Гидроразрыв пласта | < 4000 | Терригенный Карбонатный | > 40 | | < 100 | | До 40 | | Высокий коэффициент нефтеотдачи, |
| Электромагнитное воздействие | < 4000 | Терригенный  Карбонатный | > 50 | | < 1000 | | 15-20 | | ЭМВ способствует снижению температуры начала кристаллизации парафина в нефти, изменению ее реологических характеристик |

Для добычи газа в дальнейшем будет рассмотрен метод гидроразрыва пластов, для добычи конденсата метод закачки газа в пласты.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение таблицы 8 | | | | | | | |
| Волновое воздействие | < 4000 | | Терригенный  Карбонатный | > 50 | < 1000 | 2-5 | Сила волнового воздействия недостаточно эффективна для обеспечения высокого коэффициента нефтеотдачи |
| Гидродинамические | | | | | | | |
| Циклическое заводнение | < 2500 | Терригенный Карбонатный | | < 1000 | < 20 | 3-5 | Гидродинамические методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи, так как при их реализации не меняется механизм вытеснения нефти. Поэтому за счёт применения этих методов не удаётся повысить нефтеотдачу |
| Форсированный отбор жидкости | < 2500 | Терригенный Карбонатный | | < 1000 | < 20 | 3-5 |
| Тепловые | | | | | | | |
| Внутрипластовое горение | < 1500 | Терригенный | | 500 - 700 | 80 - 15000 | До 40 | Тепловые методы эффективны для добычи тяжелых высоковязких нефтей |
| Паротепловая обработка призабойных зон скважин | > 1200 | Терригенный | | 500 - 700 | 80 - 15000 | 15-20 |
| Програвитационный дренаж | < 1500 | Терригенный | | 500 - 700 | 80 - 15000 | До 75 |
| Газовые | | | | | | | |
| Воздействие CO2 | < 4000 | Терригенный Карбонатный | | 5 - 5000 | < 15 | 5-10 | Газовые методы позволяют достичь более высокой конечной нефтеотдачи, чем при заводнении |
| Воздействие водо-газовой смесью | < 4000 | Терригенный Карбонатный | | 5 - 5000 | < 25 | 10-15 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение таблицы 8 | | | | | | |
| Химические | | | | | | |
| Вытеснение нефти растворами полимеров | < 2500 | Терригенный Карбонатный | 5 - 5000 | < 100 | 2-5 | Полимерные растворы не получили широкого распространения в нашей стране в качестве рабочих агентов в процессах площадного вытеснения, как следствие, отсутствие необходимого опыта |
| Вытеснение нефти ПАВ | < 2500 | Терригенный Карбонатный | 5 - 5000 | < 100 | 3-5 | Недостатки: большая адсорбция ПАВ из водного раствора на поверхности породы, в связи с этим необходимость закачки очень больших объёмов раствора |
| Закачка мицелярных растворов | < 2500 | Терригенный Карбонатный | 5 - 5000 | < 100 | 5-7 | Сложность технологии и большая потребность в химических реагентах. |

*Варианты разработки нефтяных залежей.*

* Метод водогазового воздействия на пласты.

Мировой опыт свидетельствует о высокой привлекательности водогазового воздействия. Уже к 2009 году этот метод был реализован на 37 объектах в США, 9 объектах в Канаде, 5 – в России, 5 – в Норвегии, по 1 в Китае, Великобритании и Алжире. [1]

Этот метод привлек к себе внимание для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, в которых, при традиционным заводнении, значение коэффициента извлечения нефти было достаточно небольшим.

Принцип метода: углекислый газ из водогазовой смеси переходит в нефть, смешивается с ней, понижает ее вязкость и уменьшает действие капиллярных сил, что приводит к снижению обводненности и повышению коэффициента извлечения нефти. Затем данная смесь поступает в добывающую скважину. (рис. 10)

При водогазовом воздействии осуществляется возможность увеличить конечную нефтеотдачу за счет соединения преимуществ закачки различных агентов, т. е. за счет высоких значений коэффициента вытеснения нефти нагнетаемой смесью и коэффициента охвата пласта вытеснением.

Благоприятными условиями для реализации этого метода является: [1]

* высокие термобарические условия;
* низкие фильтрационные свойства коллекторов;
* низкая вязкость нефтей.

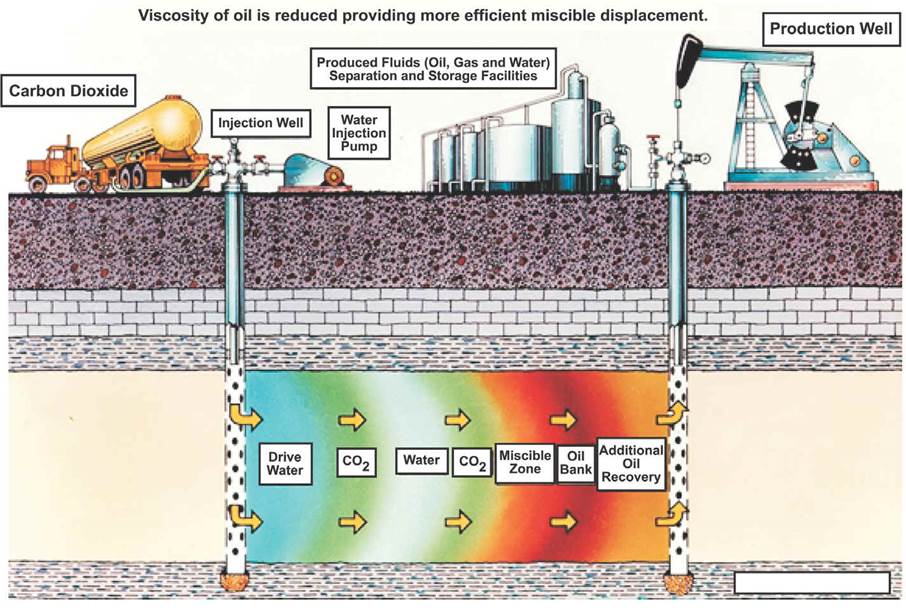


Рисунок 10. Схема добычи нефти при водогазовом воздействии на пласт [25]

Эффект от использования СО2 для увеличения нефтеотдачи пластов выражается в повышении коэффициента вытеснения. В зоне пласта, где прошла смесь, средняя остаточная нефтенасыщенность снижается в 1,5-2 раза. [1]

Преимущества метода закачки смеси СО2:

* СО2 дешевле обогащенного газа;
* СО2 не представляет самостоятельной ценности как топливо;
* как вытесняющий агент значительно эффективнее, чем метан и азот и сравним по своему действию с обогащенным газом;
* избежание выбросов СО2 в атмосферу;
* возможность применения в заводненных пластах;
* простота реализации технологии;
* имеет более широкую область применения по сравнению с другими газами в частности, он достаточно эффективно может использоваться для добычи остаточной нефти;
* уменьшение поверхностного натяжения вода – нефть;
* повышение нефтеотдачи на 5-12%.

Недостатки метода закачки смеси СО2:

* поиск рентабельных источников СО2;
* коррозия скважин и нефтепромыслового оборудования;
* снижение охвата пластов вытеснением, по сравнению с обычным заводнением;
* большое поглощение СО2 пластом;
* необходимость удаления СО2 из добываемой продукции и повторной инжекции в пласт;
* необходимость строительства трубопроводов от источников углекислого газа;
* необходимость захоронения СО2.

Источники СО2:

* природные залежи и отходы некоторых химических производств, в частности, при производстве аммиака, этанола, оксида этилена, удобрений, цемента, водорода и т.д;
* различного типа дымовые газы, получаемые при работе ТЭЦ, двигателей внутреннего сгорания, при газификации каменного угля, сжигания мусора и т.д.;
* регенерация из нефтяных газов для вторичной закачки в пласт.

Так как в основе технологии лежит углекислый газ, важно понять, откуда этот газ брать. В настоящее время основная часть CO2 транспорти­руется по высоконапорным газопро­водам, протянувшимся от природных источников CO2 или от газораздели­тельных установок.

Кроме этого, возникнет необходимость в изменениях, которые должны быть внесены в систему наземного оборудования (табл.9).

Таким образом, рассматривая закачивание водогазовой смеси в пласты месторождения Русский Хутор Северный, можно сделать вывод о том, что данный метод подходит для увеличения нефтеотдачи пластов. Но в то же время, возникает вопрос о рентабельности данного метода.

Таблица 9

Необходимые изменения в системе наземной инфраструктуры [1]

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Категория оборудования | ПНО-СО2 | |
| Газоперерабатывающее оборудование | | |
| Оборудование для осушки/компримирования  Оборудование для удаления СО2  Оборудование для удаления H2S  Оборудование для выделения лёгких фракций | Новое  Новое  Новое  Новое | |
| Добычные сооружения | | |
| Центральный пункт сбора нефти  Вспомогательный товарный парк  Система сбора пластовой жидкости  Система сбора газа | Расширить  Расширить  Расширить  Расширить | |
| Оборудование для поддержания пластового давления | | |
| Свежая вода  Водоотвод  Водораспределительная система | | Сократить  Новый  Без изменений |
| Система закачки СО2 | | |
| Оборудование устья скважины Подъёмное оборудование | | Расширить/без изменений  Сократить |
| Нагнетательные скважины | | |
| Оборудование устья скважины  Внутрискважинное оборудование | | Расширить/без изменений  Расширить/без изменений |

Из всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов, использование двуокиси углерода и воды является наиболее универсальным и перспективным. Важным преимуществом метода заключается в возможности применения его в заводненных пластах и относительно простой реализации.

* Метод электромагнитного воздействия на пласты (ЭМВ).

Этот метод основан на использовании внутренних источников тепла. По данному способу размещают излучатель электромагнитных волн в скважине и (совместно с ним или отдельно) электрод электрического поля высокой частоты. Воздействуют на нефтяной пласт в начальный период электромагнитными волнами сверхвысокой частоты, затем частотой 15-30 кГц и, наконец, частотой 0,01-15 Гц до частичного разогрева пласта. После этого увеличивается пластовое давление, разрушаются парафиновые пробки в скважинах, увеличивается приемистость пластов. (рис. 11) [20]

Метод электромагнитного воздействия является одним из самых затратных методов увлечения нефтеотдачи, так как для его реализации требуется переоборудование скважин.

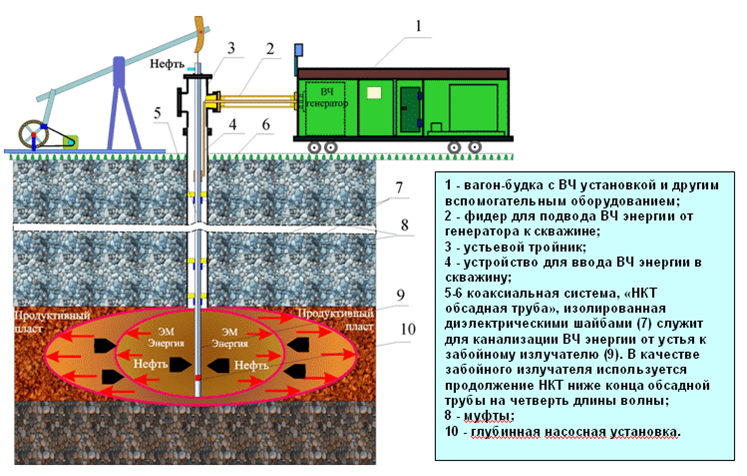


Рисунок 11. Схема добычи нефти при электромагнитном воздействии на пласт [25]

При применении электромагнитного воздействия осуществляется: [20]

* глубокий прогрев призабойной зоны пласта электромагнитным полем высокой частоты;
* вызов и значительное увеличение притока нефти к скважине;
* увеличение приемистости низкопроницаемых пластов;
* очистка призабойной зоны скважины;
* разрушение парафиновых, газогидратных и асфальто-смолистых пробок в скважинах.

Помимо эффектов, связанных с прогревом пласта, ЭМВ способствует: [17]

* снижению температуры начала кристаллизации парафина в нефти, изменению ее реологических характеристик;
* деэмульсации нефти как на забое скважины, так и в продуктивном пласте;
* снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода, нефть-порода, что повышает коэффициент вытеснения за счет доотмыва пленочной и капиллярно-удерживаемой нефти;
* появлению дополнительных градиентов давления за счет силового взаимодействия ЭМП с пластовыми жидкостями.

К недостаткам данного метода можно отнести: [17]

* большие энергозатраты;
* уменьшение эффекта воздействия на рабочий агент с увеличением расстояния от источника электромагнитного излучения.

Рассматривая данный метод разработки для месторождения Русский Хутор Северный, можно предположить, что он будет эффективным, но вопрос в экономической выгоде пока остается открытым.

* Метод наклонно – горизонтального бурения и гидроразрыва пластов. (Применяется как для нефтяных, так и для газовых залежей)

Этот способ используют для разработки месторождений со сложным геологическим строением, с трудноизвлекаемыми запасами, для добычи углеводородов на поздней стадии разработки и добычи. Вследствие многообразия одновременно действующих факторов ствол скважины самопроизвольно искривляется из-за воздействия природных и технологических факторов: наклоненное залегание пород; их слоистость, трещиноватость и различная твердость.

Существуют два способа бурения наклонных скважин: [3]

1. Роторный, при котором искривление ствола осуществляется прерывисто последовательными зарезками и уходами в сторону;
2. Забойными двигателями, когда обеспечивается непрерывный процесс искривления ствола скважины.

Гидроразрыв пласта (фрекинг). (рис.12) Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины. Начинается процесс с того, что бурится одна вертикальная скважина (около 3км) и несколько горизонтальных, затем в них заливается вода – прежде перемешанная с песком (кроме него могут использоваться гранулы из керамики, стали, пластика, оксида алюминия) и химикатами (табл.10.), после чего происходит гидроразрыв. В результате, ранее обнаруженный газ откачивают на поверхность. На первой стадии гидроразрывная жидкость подается в самую дальнюю, призабойную часть скважины. Затем участок трубы длиной 150–200 м перекрывается специальным клапаном в виде шарика, и следующий гидроразрыв производится уже ближе к устью скважины. Таким образом, если ствол скважины имеет длину 1000–1200 м, то на ее протяжении делается пять-семь гидроразрывов. Вместе с жидкостью в образовавшиеся полости поступает пропант, который не дает породе вновь сомкнуться. Пропант состоит из песка или керамических шариков, то есть по определению имеет хорошие фильтрующие свойства и не мешает газу проникать в ствол скважины. [19]

Таблица 10

Компоненты входящие в состав типичных жидкостей разрыва, % [19]

|  |  |
| --- | --- |
| Глутаральдегид | 0,001 |
| Диметилформамид | 0,020 |
| Лимонная кислота | 0,040 |
| Бораты | 0,070 |
| Хлористый натрий | 0,010 |
| Этиленгликоль | 0,043 |
| Гуаровая смола | 0,056 |
| Хлористый кальций | 0,060 |
| Изопропанол | 0,085 |
| Углеводородный дистиллят | 0,088 |
| Кислоты | 0,123 |

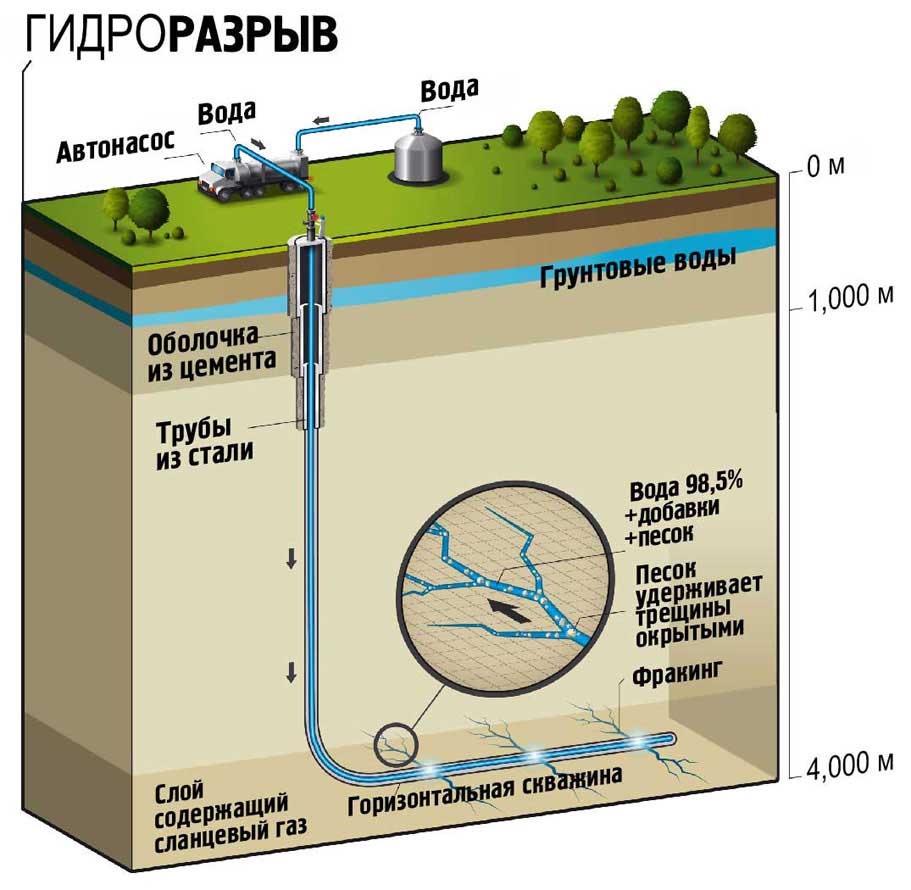


Рисунок 12. Горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта [25]

Технология горизонтального бурения включает в себя множество особенностей. Например, угол бурения должен соответствовать углу наклона пласта, а скважина должна пролегать непосредственно в толще пластов, не доходя до их границ. Нарушение правил может привести к мигрированию метана сквозь трещины и другие отверстия в верхние слои осадочных пород. [12]

Для месторождения Русский Хутор Северный метод горизонтального бурения гидроразрыва пласта может использоваться как для увеличения газоотдачи, так и для увеличения нефтеотдачи. На сегодняшний день этот метод является одним из самых эффективных, но пока нельзя утверждать о его экономическом преимуществе.

*Вариант разработки газоконденсатных залежей.*

Как и для всех залежей месторождения Русский Хутор Северный, газоконденсатные залежи требуют применения методов увеличения добычи конденсата.

Существует метод, который обеспечивает повышение текущей добычи конденсата. Сущность заявленного способа добычи углеводородов из месторождений природного газа состоит в отборе газа из ряда скважин с высоким пластовым давлением, частичное выделение из газа конденсата в сепараторах высокого давления путем создания условий сепарации при минимально допустимом снижении давления (давление подачи газа в нагнетательные скважины), в том числе впрыска углеводородного абсорбента и нагрева газа перед сепаратором, и нагнетания газа в скважины с пониженным пластовым давлением без использования компрессоров. Выделенный углеводородный конденсат направляется на газоперерабатывающий завод. [30]

Использование описанного способа на обустроенных газоконденсатных месторождениях позволяет увеличить текущую добычу конденсата без изменения существующих схем подготовки газа и тем самым вести опережающий отбор запасов углеводородного конденсата. Газ сепарации, нагнетаемый в продуктивные пласты, перемешивается с содержащимся в них газом и снижает давление начала выпадения углеводородного конденсата. Причем давление нагнетания газа поддерживается на таком уровне, чтобы нагнетаемый газ продвигался по высокопроницаемым пластам с пониженным пластовым давлением в результате опережающего отбора из них газа, не препятствуя поступлению газа из более низкопроницаемых пластов, содержащих основные запасы газа. Тем самым достигается более эффективное перемешивание нагнетаемого газа с пластовым. В результате снижения давления начала выпадения углеводородного конденсата повышается конечный коэффициент извлечения углеводородов и других компонентов из месторождения. [30]

Недостатком известного способа является частичная консервация товарного (сухого) газа, его ограничение по применимости на месторождениях, содержащих менее 250 - 300 г/м3 углеводородного конденсата в газе. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления, имеющих низкую проницаемость продуктивных коллекторов и резко выраженную неоднородность строения продуктивной толщи, необходимость сооружения дорогостоящих компрессорных станций, необходима подготовка газа перед подачей в компрессоры. [30]

А также, к недостатку можно отнести стоимость оборудования, так как все сооружения для эксплуатации газоконденсатного месторождения с поддержанием давления весьма дороги, требуют поддержания высокого давления (давление максимальной конденсации) и сложны конструктивно.

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В целях обоснования наилучшего варианта разработки осуществляется экономическая оценка эффективности объектов разработки месторождения Русский Хутор Северный. В задачу экономической оценки входило исследование наилучшего варианта разработки.

5.1. Газовые залежи

Для дальнейшей разработки газовых залежей было рассмотрено 2 варианта:

* 1 вариант – режим истощения;
* 2 вариант – гидроразрыв пласта.

Таблица 11

Результаты расчетов технологических показателей разработки газовых залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 1 [23]

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Ср.дебит, м3/сут | Добывающие скважины | Добыча газа, млн. м3 | Накопленная добыча газа, млн. м3 | КИГ |
| 0 |  |  |  | 215,80 | 0,571 |
| 1 | 12,00 | 1 | 1,46 | 217,30 | 0,575 |
| 2 | 13,50 | 2 | 4,16 | 221,40 | 0,586 |
| 3 | 15,70 | 4 | 8,28 | 229,70 | 0,608 |
| 4 | 16,20 | 5 | 11,45 | 241,20 | 0,638 |
| 5 | 16,50 | 6 | 11,74 | 252,90 | 0,669 |
| 6 | 17,30 | 7 | 10,94 | 263,80 | 0,698 |
| 7 | 18,40 | 6 | 9,09 | 272,90 | 0,722 |
| 8 | 18,00 | 8 | 10,27 | 283,20 | 0,749 |
| 9 | 15,20 | 6 | 11,34 | 294,50 | 0,779 |
| 10 | 13,10 | 4 | 9,62 | 304,10 | 0,805 |
| 11 | 14,10 | 4 | 6,84 | 311,00 | 0,823 |
| 12 | 15,00 | 2 | 4,57 | 315,60 | 0,835 |
| 13 | 16,00 | 2 | 3,15 | 318,70 | 0,843 |
| 14 | 17,80 | 3 | 3,19 | 321,90 | 0,852 |
| 15 | 19,60 | 4 | 4,64 | 326,50 | 0,864 |
| 16 | 21,00 | 2 | 4,42 | 330,90 | 0,876 |

Продолжение таблицы 11

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 17 | 23,10 | 2 | 3,35 | 334,30 | | 0,884 |
| 18 | 20,50 | 3 | 3,65 | 337,90 | | 0,894 |
| 19 | 16,80 | 2 | 3,46 | 341,40 | | 0,903 |
| 20 | 18,50 | 2 | 2,70 | 344,10 | | 0,910 |
| 21 | 19,10 | 2 | 1,77 | 345,90 | | 0,915 |
| 22 | 17,60 | 1 | 1,01 | 346,90 | | 0,918 |
| 23 | 19,30 | 1 | 0,42 | 347,30 | | 0,919 |
| Итог |  |  | **131,52** | **347,30** | **0,919** | |

Таблица 12

Результаты расчетов технологических показателей разработки газовых залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 2

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Ср.дебит, м3/сут | Добывающие скважины | Добыча газа, млн. м3 | Накопленная добыча газа, млн. м3 | КИГ |
| 0 |  |  |  | 215,80 | 0,571 |
| 1 | 13,20 | 1 | 1,61 | 217,41 | 0,575 |
| 2 | 14,85 | 2 | 4,58 | 221,99 | 0,587 |
| 3 | 17,27 | 4 | 9,11 | 231,10 | 0,611 |
| 4 | 17,85 | 5 | 12,56 | 243,66 | 0,644 |
| 5 | 18,50 | 6 | 12,91 | 256,57 | 0,678 |
| 6 | 19,03 | 7 | 12,03 | 268,60 | 0,709 |
| 7 | 20,24 | 6 | 10,00 | 278,60 | 0,735 |
| 8 | 19,80 | 8 | 11,30 | 289,90 | 0,765 |
| 9 | 16,72 | 6 | 12,47 | 302,37 | 0,797 |
| 10 | 14,41 | 4 | 10,58 | 312,95 | 0,824 |
| 11 | 15,51 | 4 | 7,52 | 320,47 | 0,843 |
| 12 | 16,50 | 2 | 5,03 | 325,50 | 0,856 |
| 13 | 17,60 | 2 | 3,47 | 328,97 | 0,865 |
| 14 | 19,58 | 3 | 3,51 | 332,48 | 0,871 |
| 15 | 21,56 | 4 | 5,10 | 337,58 | 0,878 |
| 16 | 23,10 | 2 | 4,87 | 342,45 | 0,884 |
| 17 | 25,41 | 2 | 3,69 | 346,14 | 0,890 |
| 18 | 22,55 | 3 | 4,06 | 350,20 | 0,897 |

Продолжение таблицы 12

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 19 | 18,48 | 2 | 3,81 | 354,01 | 0,905 |
| 20 | 20,40 | 2 | 2,97 | 356,98 | 0,912 |
| 21 | 21,01 | 2 | 1,95 | 358,93 | 0,918 |
| 22 | 19,36 | 1 | 1,11 | 360,04 | 0,920 |
| 23 | 21,23 | 1 | 0,46 | 360,5 | 0,921 |
| Итог |  |  | **144,70** | **360,5** | **0,921** |

Таким образом, анализируя технические показатели разработки варианта 1, можно сделать вывод о том, что этот способ разработки рентабельный, КИГ достигает 0,919. Применение варианта 2 будет экономически неэффективным, учитывая затраты на проведение гидроразрыва пластов, при этом существенно увеличить КИГ не представится возможным. (табл. 11-12)

5.2. Газоконденсатные залежи

Для дальнейшей разработки газоконденсатных залежей было рассмотрено 2 варианта:

* 1 вариант – режим истощения;
* 2 вариант – нагнетание газа сепарации.

Таблица 13

Результаты расчетов технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 1 [23]

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Среднегодовой дебит конденсата на одну скважину, т/сут | Добывающие скважины | Добыча конденсата, тыс. т | Накопленная добыча конденсата, тыс. т | Коэффициент извлечения конденсата, доли ед. |
| 0 |  |  |  | 2589,3 | 0,872 |
| 1 | 4,7 | 6 | 5,23 | 2594,6 | 0,875 |
| 2 | 6,6 | 9 | 14,68 | 2609,2 | 0,880 |
| 3 | 6,2 | 11 | 19,72 | 2629,0 | 0,887 |
| 4 | 4,5 | 13 | 17,40 | 2646,4 | 0,892 |
| 5 | 4,8 | 11 | 16,60 | 2663,0 | 0,898 |
| 6 | 5,2 | 14 | 20,93 | 2683,9 | 0,905 |
| 7 | 5,1 | 11 | 20,30 | 2704,2 | 0,913 |

Продолжение таблицы 13

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 8 | 4,4 | 13 | 15,77 | 2720,0 | 0,919 |
| 9 | 4,3 | 12 | 16,30 | 2736,3 | 0,925 |
| 10 | 3,9 | 13 | 15,41 | 2751,7 | 0,931 |
| 11 | 3,7 | 14 | 14,01 | 2765,7 | 0,936 |
| 12 | 5,0 | 10 | 18,63 | 2784,3 | 0,943 |
| 13 | 5,5 | 11 | 19,15 | 2803,5 | 0,951 |
| 14 | 4,1 | 10 | 15,13 | 2818,6 | 0,956 |
| 15 | 3,8 | 9 | 12,71 | 2831,3 | 0,961 |
| 16 | 3,3 | 7 | 9,94 | 2841,2 | 0,964 |
| 17 | 2,9 | 7 | 7,54 | 2848,8 | 0,967 |
| 18 | 2,2 | 7 | 5,80 | 2854,6 | 0,969 |
| 19 | 1,8 | 4 | 3,92 | 2858,5 | 0,971 |
| 20 | 1,6 | 3 | 2,43 | 2860,9 | 0,971 |
| 21 | 1,3 | 1 | 1,34 | 2862,2 | 0,972 |
| 22 | 1,0 | 1 | 0,36 | 2862,6 | 0,972 |
| Итог |  |  | **273,27** | **2862,6** | **0,972** |

Таблица 14

Результаты расчетов технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 2

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Среднегодовой дебит конденсата на одну скважину, т/сут | Добывающие скважины | Добыча конденсата, тыс. т | Накопленная добыча конденсата, тыс. т | Коэффициент извлечения конденсата, доли ед. |
| 0 |  |  |  | 2589,3 | 0,872 |
| 1 | 5,17 | 6 | 5,75 | 2610,7 | 0,879 |
| 2 | 7,26 | 9 | 16,14 | 2626,9 | 0,885 |
| 3 | 6,82 | 11 | 21,69 | 2648,6 | 0,892 |
| 4 | 4,95 | 13 | 19,13 | 2667,7 | 0,898 |
| 5 | 5,28 | 11 | 18,25 | 2685,9 | 0,905 |
| 6 | 5,72 | 14 | 23,03 | 2708,9 | 0,912 |
| 7 | 5,61 | 11 | 22,38 | 2731,3 | 0,920 |
| 8 | 4,84 | 13 | 17,35 | 2748,6 | 0,926 |

Продолжение таблицы 14

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 9 | 4,73 | 12 | 17,93 | 2766,5 | 0,932 |
| 10 | 4,29 | 13 | 16,95 | 2783,5 | 0,937 |
| 11 | 4,07 | 14 | 15,41 | 2798,9 | 0,943 |
| 12 | 5,5 | 10 | 20,49 | 2819,4 | 0,950 |
| 13 | 6,05 | 11 | 21,06 | 2840,5 | 0,957 |
| 14 | 4,51 | 10 | 16,63 | 2857,1 | 0,962 |
| 15 | 4,18 | 9 | 13,98 | 2871,1 | 0,967 |
| 16 | 3,63 | 7 | 10,93 | 2882,1 | 0,971 |
| 17 | 3,19 | 7 | 8,30 | 2890,3 | 0,973 |
| 18 | 2,42 | 7 | 6,37 | 2896,7 | 0,976 |
| 19 | 1,98 | 4 | 4,31 | 2901,1 | 0,977 |
| 20 | 1,76 | 3 | 2,67 | 2903,7 | 0,978 |
| 21 | 1,43 | 1 | 1,48 | 2905,1 | 0,978 |
| 22 | 1,1 | 1 | 0,40 | 2905,5 | 0,979 |
| Итог |  |  | **301,0** | **2905,5** | **0,979** |

Таким образом, анализируя технические показатели разработки варианта 1, можно сделать вывод о том, что этот способ разработки рентабельный, КИК достигает 0,972. Применение варианта 2 будет экономически неэффективным, так как существенно увеличить кондесатоотдачу не представится возможным. (табл. 13-14)

5.3. Нефтяные залежи

Для дальнейшей разработки нефтяных залежей было рассмотрено 4 варианта:

* 1 вариант – режим истощения;
* 2 вариант – гидроразрыв пластов;
* 3 вариант – водогазовое воздействие на пласты;
* 4 вариант – электромагнитное воздействие на пласты.

Все методы позволяют увеличить эффективность разработки нефтяных залежей месторождения и повысить конечный коэффициент извлечения нефти. (табл. 15-18)

Таблица 15

Результаты расчетов технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 1 [23]

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Добывающие скважины | Среднегодовой дебит нефти на одну скважину, т/сут | Добыча нефти, тыс. т | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Обводненность продукции, % |
| 0 |  |  |  | 4097,6 | 0,302 |  |
| 1 | 15 | 7,9 | 33,397 | 4131,0 | 0,304 | 94,6 |
| 2 | 18 | 7,2 | 36,307 | 4167,3 | 0,307 | 94,7 |
| 3 | 21 | 6,6 | 40,519 | 4207,8 | 0,310 | 94,9 |
| 4 | 20 | 5,7 | 36,950 | 4244,7 | 0,312 | 95,3 |
| 5 | 20 | 4,9 | 31,581 | 4276,3 | 0,315 | 95,8 |
| 6 | 20 | 4,1 | 26,721 | 4303,0 | 0,317 | 96,4 |
| 7 | 20 | 3,3 | 21,814 | 4324,8 | 0,318 | 97,0 |
| 8 | 20 | 2,7 | 17,661 | 4342,5 | 0,320 | 97,4 |
| 9 | 20 | 2,3 | 14,009 | 4356,5 | 0,321 | 97,6 |
| 10 | 17 | 2,2 | 10,907 | 4367,4 | 0,321 | 97,8 |
| 11 | 15 | 2,1 | 8,935 | 4376,4 | 0,322 | 97,8 |
| 12 | 12 | 1,9 | 6,751 | 4383,1 | 0,323 | 97,9 |
| 13 | 10 | 1,8 | 5,148 | 4388,3 | 0,323 | 97,9 |
| 14 | 9 | 2,0 | 4,726 | 4393,0 | 0,323 | 97,7 |
| 15 | 6 | 2,1 | 3,830 | 4396,8 | 0,324 | 97,7 |
| 16 | 5 | 1,9 | 2,567 | 4399,4 | 0,324 | 97,9 |
| 17 | 4 | 2,3 | 2,355 | 4401,7 | 0,324 | 97,8 |
| 18 | 3 | 2,4 | 1,978 | 4403,7 | 0,324 | 97,8 |
| 19 | 2 | 2,1 | 1,387 | 4405,1 | 0,324 | 98,1 |
| 20 | 2 | 1,6 | 1,073 | 4406,2 | 0,324 | 98,5 |
| 21 | 2 | 1,0 | 0,364 | 4406,5 | 0,324 | 98,7 |
| Итог |  |  | **308,980** | **4406,5** | **0,324** | **98,7** |

Таблица 16

Результаты расчетов технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 2

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Добывающие скважины | Среднегодовой дебит нефти на одну скважину, т/сут | Добыча нефти, тыс. т | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Обводненность продукции, % |
| 0 |  |  |  | 4097,6 | 0,302 |  |
| 1 | 15 | 18,6 | 97,605 | 4195,2 | 0,311 | 94,6 |
| 2 | 18 | 16,0 | 100,801 | 4296,0 | 0,315 | 94,3 |
| 3 | 21 | 13,8 | 101,199 | 4397,2 | 0,322 | 94,3 |
| 4 | 20 | 11,8 | 83,220 | 4480,4 | 0,328 | 94,1 |
| 5 | 20 | 10,2 | 71,421 | 4551,8 | 0,334 | 94,0 |
| 6 | 20 | 8,8 | 61,481 | 4613,3 | 0,338 | 93,8 |
| 7 | 20 | 7,6 | 52,920 | 4666,2 | 0,342 | 93,8 |
| 8 | 20 | 6,5 | 45,660 | 4711,9 | 0,345 | 93,7 |
| 9 | 20 | 5,6 | 39,161 | 4751,0 | 0,348 | 93,6 |
| 10 | 17 | 4,8 | 28,662 | 4779,7 | 0,350 | 93,5 |
| 11 | 15 | 4,1 | 21,795 | 4801,5 | 0,352 | 93,5 |
| 12 | 12 | 3,6 | 15,852 | 4817,3 | 0,353 | 93,4 |
| 13 | 10 | 3,1 | 12,030 | 4829,4 | 0,354 | 93,2 |
| 14 | 9 | 2,6 | 9,666 | 4839,0 | 0,355 | 93,2 |
| 15 | 6 | 2,3 | 5,706 | 4844,7 | 0,355 | 93,1 |
| 16 | 5 | 2,0 | 4,125 | 4848,9 | 0,355 | 92,9 |
| 17 | 4 | 1,5 | 2,820 | 4851,7 | 0,355 | 92,8 |
| 18 | 3 | 1,2 | 1,749 | 4853,4 | 0,356 | 92,6 |
| 19 | 2 | 1,1 | 0,924 | 4854,3 | 0,356 | 92,5 |
| 20 | 2 | 0,9 | 0,692 | 4855,0 | 0,356 | 92,3 |
| 21 | 2 | 1,0 | 0,456 | 4855,5 | 0,356 | 92,1 |
| Итог |  |  | **757,941** | **4855,5** | **0,356** |  |

Таблица 17

Результаты расчетов технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 3

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Добывающие скважины | Среднегодовой дебит нефти на одну скважину, т/сут | Добыча нефти, тыс. т | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Обводненность продукции, % |
| 0 |  |  |  | 4097,6 | 0,302 |  |
| 1 | 15 | 7,9 | 73,200 | 4204,2 | 0,309 | 94,6 |
| 2 | 18 | 7,2 | 75,582 | 4279,7 | 0,311 | 94,7 |
| 3 | 21 | 6,6 | 75,936 | 4355,7 | 0,317 | 94,9 |
| 4 | 20 | 5,7 | 62,420 | 4418,1 | 0,321 | 95,3 |
| 5 | 20 | 4,9 | 53,540 | 4471,6 | 0,325 | 95,8 |
| 6 | 20 | 4,1 | 46,080 | 4517,7 | 0,329 | 96,4 |
| 7 | 20 | 3,3 | 39,660 | 4557,4 | 0,332 | 97,0 |
| 8 | 20 | 2,7 | 34,240 | 4591,6 | 0,334 | 97,4 |
| 9 | 20 | 2,3 | 29,360 | 4621,0 | 0,336 | 97,6 |
| 10 | 17 | 2,2 | 21,505 | 4642,5 | 0,338 | 97,8 |
| 11 | 15 | 2,1 | 16,335 | 4658,8 | 0,339 | 97,8 |
| 12 | 12 | 1,9 | 11,880 | 4670,7 | 0,340 | 97,9 |
| 13 | 10 | 1,8 | 9,020 | 4679,7 | 0,341 | 97,9 |
| 14 | 9 | 2,0 | 7,245 | 4687,0 | 0,341 | 97,7 |
| 15 | 6 | 2,1 | 4,278 | 4691,2 | 0,341 | 97,7 |
| 16 | 5 | 1,9 | 3,095 | 4694,3 | 0,342 | 97,9 |
| 17 | 4 | 2,3 | 2,116 | 4696,4 | 0,342 | 97,8 |
| 18 | 3 | 2,4 | 1,311 | 4697,8 | 0,342 | 97,8 |
| 19 | 2 | 2,1 | 0,692 | 4698,4 | 0,342 | 98,1 |
| 20 | 2 | 1,6 | 0,518 | 4699,0 | 0,342 | 98,5 |
| 21 | 2 | 1,0 | 0,342 | 4699,3 | 0,342 | 98,7 |
| Итог |  |  | **568,355** | **4699,3** | **0,342** |  |

Таблица 18

Результаты расчетов технологических показателей разработки газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор Северный. Вариант 4

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Добывающие скважины | Среднегодовой дебит нефти на одну скважину, т/сут | Добыча нефти, тыс. т | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Обводненность продукции, % |
| 0 |  |  |  | 4097,6 | 0,302 |  |
| 1 | 15 | 7,9 | 90,765 | 4221,7 | 0,310 | 94,0 |
| 2 | 18 | 7,2 | 93,708 | 4315,4 | 0,314 | 93,2 |
| 3 | 21 | 6,6 | 94,122 | 4409,5 | 0,321 | 92,4 |
| 4 | 20 | 5,7 | 77,380 | 4486,9 | 0,326 | 91,8 |
| 5 | 20 | 4,9 | 66,380 | 4553,3 | 0,331 | 91,1 |
| 6 | 20 | 4,1 | 57,140 | 4610,4 | 0,335 | 90,7 |
| 7 | 20 | 3,3 | 49,180 | 4659,6 | 0,339 | 90,2 |
| 8 | 20 | 2,7 | 42,460 | 4702,1 | 0,342 | 90,0 |
| 9 | 20 | 2,3 | 36,460 | 4738,5 | 0,345 | 89,7 |
| 10 | 17 | 2,2 | 26,673 | 4765,2 | 0,347 | 89,3 |
| 11 | 15 | 2,1 | 20,250 | 4785,5 | 0,348 | 89,0 |
| 12 | 12 | 1,9 | 14,724 | 4800,2 | 0,349 | 88,8 |
| 13 | 10 | 1,8 | 11,180 | 4811,4 | 0,350 | 88,5 |
| 14 | 9 | 2,0 | 8,982 | 4820,4 | 0,351 | 88,2 |
| 15 | 6 | 2,1 | 5,304 | 4825,7 | 0,351 | 87,9 |
| 16 | 5 | 1,9 | 3,835 | 4829,5 | 0,351 | 87,6 |
| 17 | 4 | 2,3 | 2,620 | 4832,1 | 0,352 | 87,4 |
| 18 | 3 | 2,4 | 1,623 | 4833,7 | 0,352 | 87,2 |
| 19 | 2 | 2,1 | 0,858 | 4834,6 | 0,352 | 87,0 |
| 20 | 2 | 1,6 | 0,644 | 4835,2 | 0,352 | 86,8 |
| 21 | 2 | 1,0 | 0,424 | 4835,7 | 0,352 | 86,5 |
| Итог |  |  | **704,712** | **4835,7** | **0,352** |  |

Рисунок 13. Предполагаемая динамика накопленной добычи при вариантах разработки 1 и 2

Рисунок 14. Предполагаемая динамика накопленной добычи при вариантах разработки 1 и 3

Рисунок 15. Предполагаемая динамика накопленной добычи при вариантах разработки 1 и 4

Рисунок 16. Предполагаемая динамика накопленной добычи при вариантах разработки 1 – 4

Анализируя табл. и диаграммы с вариантами разработки 1-4, можно сделать вывод, о том при вариантах 2 и 4 разработки месторождения Русский Хутор Северный будет получен самый высокий прирост к добыче нефти среди рассмотренных вариантов. Для определения рентабельности метода далее будет рассчитан показатель NPV для каждого метода и проведен анализ чувствительности.

Налоговая ставка, участвующая в экономическом расчете принята в соответствии с частью второй Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 24.11.2014 N 366-ФЗ).01.2016 - 31.12.2016 на уровне 857 руб/т, с 01.01.2017 919 руб/т.

Согласно статье 342 Налогового кодекса РФ (вступившей в силу с 1 января 2015 года), налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц). Полученное произведение уменьшается на величину показателя Дм, характеризующего особенности добычи нефти. [29]

Кц = (Ц - 15) x Р / 261 (1)

где Ц - средний за налоговый период уровень цен сорта нефти "Юралс" в долларах США за баррель;

Р - среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации.

В связи с тем, что на рассматриваемом месторождении отсутствует система прямого учета продукции, коэффициент Дм не рассчитывается.

С учетом всех поправок налог на добычу нефти принят в размере 8126,72 руб/т на 2016 и с 2017г. 8314,8363 руб/т.

Экспортная пошлина согласно постановлению от 29 марта 2013 г. N 276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений правительства российской федерации» определяется на основе шкалы, установленной в зависимости от уровня цены нефти на внешнем рынке: [27]

Стнефть=0,36\*(Цнефть-182,5)+29,2 (2)

При превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182,5 доллара США за 1 тонну (для всех календарных месяцев, приходящихся на период с 1 января по 31 декабря 2016 г. включительно); [27]

Стнефть=0,3\*(Цнефть-182,5)+29,2 (3)

При превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182,5 доллара США за 1 тонну (для всех календарных месяцев, начиная с 1 января 2017 г.). [27]

С учетом всех поправок экспортная пошлина принята в размере 136,51дол/т на 2015 год, 121,18 дол/т на 2016 и с 2017г. 105,85 дол/т.

Показатели эффективности по вариантам разработки определялись при условии сбыта 60% добываемой нефти на внутреннем рынке по цене 14 млн руб./тыс т и 40% - на внешнем по 438 долл./т (или 60 долл./барр.).

Расчет экономических показателей эффективности произведен в постоянных ценах (без учета инфляции), в условиях полного налогообложения, при норме дисконта 10%.

В качестве основного показателя эффективности для наилучшего варианта разработки используется чистый дисконтированный доход, формируемый за счет добычи нефти из старых и нововведенных скважин. Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) - сумма дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшнему дню. [28]

Показатель NPV представляет собой разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени. Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта, после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта. Рассчитывается по формуле: [28]

(4)

NPV – чистый дисконтированный доход инвестиционного проекта;

CFt (Cash Flow) – денежный поток в период времени t;

IC (Invest Capital) – инвестиционный капитал, представляет собой затраты инвестора в первоначальный временном периоде;

r – ставка дисконтирования (барьерная ставка).

Таблица 19

Технико-экономические показатели с 1 по 4 вариантов разработки

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Цена нефти на внешн. рынке | 50$/барр | | | |
| Цена нефти на внутр. рынке | 14 млн руб/тыс т | | | |
| Курс | 55руб/$ | | | |
|  | Вар. 1 | Вар.2 | Вар.3 | Вар.4 |
| Вид воздействия | Режим истощения | ГРП | ВГВ | ЭМВ |
| Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс.т. | 308,980 | 757,941 | 568,355 | 704,712 |
| Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т. | 4406,5 | 4855,5 | 4699,3 | 4835,7 |
| КИН | 0,324 | 0,356 | 0,342 | 0,352 |
| Обводненность продукции к концу разработки | 98,7 | 92,1 | 98,7 | 86,5 |
| NPV, млн руб | -197,05 | -84,87 | -5,21 | 80,95 |
| Капитальные вложения, млн руб | 0 | 7569 | 258 | 3282 |
| Эксплуатационные затраты, млн руб | 2965 | 4692 | 1826 | 3206 |
| Налоговые отчисления, млн руб | 2976 | 8180 | 6133 | 7606 |

Наилучшим признается вариант, характеризующийся большим значением чистого дисконтированного дохода, при сопоставимых уровнях отбора нефти.

По каждому варианту так же оцениваются капитальные вложения и обустройство скважин, эксплуатационные затраты и налоговые отчисления.

Капитальные вложения включают в себя затраты на оборудование, систему сбора, систему ППД, природоохранные предприятия. [28]

Текущие издержки, связанные непосредственно с процессом нефтедобычи и реализацией продукции, определяются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями по вариантам разработки в разрезе следующих статей: обслуживание добывающих скважин, обслуживание нагнетательных скважин, сбор и транспорт нефти и газа, технологическая подготовка нефти, энергетические затраты, капитальный ремонт добывающих скважин, капитальный ремонт нагнетательных скважин, затраты на поддержание пластового давления, мероприятия по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пласта.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений. [28]

Исходя из данных в табл. 19 можно сделать вывод о том, что экономически выгодным вариантом дальнейшей разработки месторождения Русский Хутор Северный является метод электромагнитного воздействия. Далее был проведен анализ чувствительности, для выявления оценки влияния изменения исходных параметров проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, обычно, используется внутренняя норма прибыли или NPV. Техника проведения анализа чувствительности состоит в изменении выбранных параметров в определенных пределах, при условии, что остальные параметры остаются неизменными. Чем больше диапазон вариации параметров, при котором NPV или норма прибыли остается положительной величиной, тем устойчивее проект. [28] Анализ чувствительности выполнен по варианту 4, рекомендуемому к реализации. Было рассмотрено влияние добычи нефти и ее цены. Изменение перечисленных факторов рассматривалось в интервале от ± 10 до ± 30%.

Таблица 20

Анализ чувствительности к изменению добычи нефти

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Добыча нефти, тыс. т | % | NPV, млн. руб |
| 493,298 | -30 | -52,59 |
| 563,770 | -20 | -8,08 |
| 634,241 | -10 | 36,44 |
| 704,712 | 0 | 80,95 |
| 775,183 | +10 | 125,468 |
| 845,654 | +20 | 169,983 |
| 916,126 | +30 | 214,497 |
|  |  |  |

Таблица 21

Анализ чувствительности к изменению цены нефти

на внутреннем рынке

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Цена, млн. руб/тыс. т | % | NPV, млн. руб |
| 9,8 | -30 | -80,01 |
| 11,2 | -20 | -25,69 |
| 12,6 | -10 | 28,63 |
| 14 | 0 | 80,95 |
| 15,4 | +10 | 135,27 |
| 16,8 | +20 | 189,59 |
| 18,2 | +30 | 243,91 |

Таблица 22

Анализ чувствительности к изменению цены нефти на внешнем рынке

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Цена, млн. руб/тыс. т | % | NPV, млн. руб |
| 42 | -30 | -153,05 |
| 48 | -20 | -75,05 |
| 54 | -10 | 2,95 |
| 60 | 0 | 80,95 |
| 66 | +10 | 158,95 |
| 72 | +20 | 236,95 |
| 78 | +30 | 314,95 |

Выполненный анализ чувствительности позволил выявить риски, связанные с реализацией системы разработки, предлагаемой в рекомендуемом варианте.

Разработка месторождения Русский Хутор Северный становится экономически неэффективной при снижении уровня цен на внутреннем и внешнем рынке на 10% и более. Существует риск, что запланированная добыча не будет достигнута, при снижении добычи на 10%, проект окупит себя, но при снижении добычи более чем на 10%, проект не эффективен. (табл. 20-22)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были выполнены поставленные задачи, а также достигнута цель. В целом по работе можно сделать следующие выводы:

* В разрезе осадочного чехла преобладают нефтяные залежи; газовые залежи известны только в песчано-алевролитовых пачках майкопских отложений, а газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи установлены в ряде пластов нижнемеловых и юрских отложений.
* На месторождении установлена промышленная продуктивность 24 пластов и выявлено 38 залежей, в том числе 14 – нефтяных, 2 – нефтегазоконденсатные, 15 –

газоконденсатных, 7 – газовых.

* Изучение истории разработки месторождения Русский Хутор Северный позволило рассмотреть динамику добычи и выяснить, что за последние 10 лет происходит её спад.
* Всего по месторождению Русский Хутор Северный на 01.01.2017 г. добыто: по майкопским залежам – 604 млн.м3 свободного газа, по газоконденсатным залежам – 2589 тыс. т конденсата и 5608,5 млн.м3 свободного газа, по нефтяным залежам – 4094 тыс. т нефти.
* Залежь Pg mk VI2а пласта выработана на 7,4 %, залежи Pg mk V2 и Pg mk V3 пластов выработаны на 34,8 - 38,5 %% соответственно; залежи Pg mk V4, Pg mk VI1и Pg mk VI3 пластов, содержащих 73 % свободного газа, выработаны от 79,2 до 96 %. Небольшая залежь Pg mk VI2б пласта в разработку не вводилась.
* В целом по месторождению Русский Хутор Северный выработка свободного газа майкопских отложений составляет 72,8 %, степень выработки конденсата газоконденсатных залежей по месторождению в целом составляет 88,6%. выработка запасов нефти составляет 89,9 %.
* На месторождении Русский хутор Северный выделено 29 объектов для дальнейшей разработки.
* При изучении методов увеличения нефтеотдачи были выявлены 4 перспективных варианта разработки (1 вариант – режим истощения, 2 вариант – гтдроразрыв пластов, 3 вариант – водогазовоее воздействие на пласты, 4 вариант – электромагнитное воздействие на пласты), для повышения газоотдачи 2 варианта разработки (1 вариант – режим истощения, 2 вариант – гидроразрыв пластов), для повышения конденсатоотдачи 2 варианта разработки (1 вариант – режим истощения, 2 вариант – закачка газа в пласты).
* После проведения технико-экономической оценки выбранных вариантов, было выявлено, что для дальнейшей разработки нефтяных залежей рентабельно использовать метод электромагнитного воздействия на пласт, для газовых и конденсатных залежей – режим истощения.
* Разработка месторождения становится экономически неэффективной методом электромагнитного воздействия на пласты при снижении уровня цен на внутреннем и внешнем рынке более 10%. Существует риск, что запланированная добыча не будет достигнута, при снижении добычи на 10%, проект окупит себя, но при снижении добычи более чем на 10%, проект не эффективен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

*Опубликованная литература:*

1. Антониади Д. Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
2. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – с. 343.
3. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М.-Ижевск: Институт компьютерных тсследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика". – 2010.
4. Билалова Г. А., Билалова Г. М. Применение новых технологий в добыче нефти. Учебное пособие. Волгоград: Издательский Дом Ин-Фолио, 2009. – 272 с.
5. Бурлаков И. А., Гуллий Н. В., Набалдьян Р. Г. Физико-химические свойства нефтей и попутных газов юрских отложений Восточного Ставрополья. Нефтепромысловое дело № 6, 198. – 16-18 с.
6. Бурлаков И. А., Налбандьян Р. Г., Туллий Н. В. Физико-химические свойства нефтей верхнемеловых отложений Восточного Ставрополья. Нефтепромысловое дело № 2, 1982. – 15-17 с.
7. Бурлаков И. А., Налбандьян Р. Г., Туллий Н. В. Физико-химические свойства нефти пермотриасовых отложений Восточного Ставрополья. Нефтепромысловое дело № 8, 1982 – 19-21 с.
8. Бурлаков И. А., Туллий Н. В., Налбандьян Р. Г. Свойства пластовых нефтей Восточного Ставрополья. Нефтепромысловое дело №3, 1980. – 12-14 с.
9. Забродин, П. И. Вытеснение нефти из пласта растворителями. – М.: Недра, 1968. – 223 с.
10. Кудинов, В. И. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самара, 1998. – 368 с.
11. Летавин А. И., Орел В. Е., Чернышов С. М. и др. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа. – М. Наука, 1987. – 95 с.
12. Меликберов А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1967 – 139 с.
13. Рузин М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) Учебное пособие. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
14. Сосон М. Н. Пересчет запасов нефти и газа месторождения Русский Хутор Северный. Отчет по теме 2/85. Иноземцево 1987г.
15. Сосон М. Н., Борисенко З. Г. Пересчет запасов нефти и газа месторождения Русский Хутор. Отчет по теме 121/72. ф. СевКавНИПИнефть, Пятигорск, 1974 г.
16. Стекольников Л. Н и др. Краткая геологическая справка к технико-экономическому обоснованию коэффициентов нефте-, газо- и конденсатоизвлечения по залежам месторождения Русский Хутор Северный. Грозный, СевКавНИПИнефть, 1987. – 54 с.
17. Сургучёв М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучёв. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
18. Туртыгина А. С., Бондаренко Л. С., Корягина Т.Ф. Литолого-минералогические особенности нижнемеловых пород Прикумского нефтеносного района и влияние их на коллекторские свойства. Труды СевКавНИПИнефть, вып. XXV, Нальчик, "Эльбрус", 1976. – 118-125 с.
19. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986 – 165 с.
20. Швецов И. А., Манырин В. Н. «Физико – химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении». – Самара: Дом печати, 2002. – 392 с.

*Фондовая литература:*

1. Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождению Русский Хутор Северный, ОАО «Роснефть – Ставропольнефтегаз»; Нефтекумск, 2004.
2. Геологическое строение, нефтегазоносность, гидрогеология мезозойских и пермских отложений восточной части Ставропольского края с целью выявления перспективных районов поисково-разведочных работ. Раздел I. Стратиграфия и литология мезозойских отложений Восточного Ставрополья. Отчет по теме 123/73, филиал СевКавНИПИнефть, Тер-Григорьянц Л.С. и др. г. Пятигорск, 1975. – 305 с.
3. Научно – технический отчет, ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»; Краснодар, 2012.
4. Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатного месторождения Русский Хутор Северный, Ставрополь, СевКавНИИГаз, 1967.

*Электронные ресурсы:*

1. vseonefti.ru
2. Квеско Б.Б., Росляк А.Т. Разработка нефтяных и газовых месторождений (www.portal.tpu.ru)
3. Методика расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую (www.consultant.ru)
4. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (www.mnr.gov.ru)
5. Налоговый кодекс Российской Федерации (www.consultant.ru)
6. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений (portal23.sibadi.org)