

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ДЛЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ
КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ
АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR TECHNICAL AND ECONOMIC
SUBSTANTIATION OF THE OIL REMOVAL FACTOR
OF ANASTASIYEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

Перепечина Юлия Викторовна

Специалист 2 категории
отдела геологического моделирования
и подсчёта запасов углеводородов,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
yuliaperepechina@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Демченко Александр Валерьевич

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
avdemchenkmail@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены геологические основы для технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения. Подробно описаны общие сведения о месторождении, приведена геолого-физическая характеристика залежей (стратиграфия и тектоника) и нефтегазоносность месторождения. Дана физико-гидродинамическая характеристика коллекторов, а также состав и свойства пластовых жидкостей и газа.

Ключевые слова: общие сведения о месторождении; геолого-физическая характеристика залежей; стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность; физико-гидродинамическая характеристика коллекторов; состав и свойства пластовых жидкостей и газа.

Perepechina Yulia Victorovna

Specialist of the 2nd category
of the department of geological modeling
and calculation of hydrocarbon reserves,
LLC «Oil Company «Rosneft» – Scientific
and Technical Center»

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Demchenko Alexander Valerievich

postgraduate student,
Kuban state technological university

Annotation. The article discusses the geological basis for the feasibility study of the oil recovery coefficient of the Anastasievsko-Troitskoye field. The general information about the field is described in detail, the geological and physical characteristics of the deposits (stratigraphy and tectonics) and the oil and gas potential of the field are given. The physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs are given, as well as the composition and properties of formation fluids and gas.

Keywords: general information about the deposit; geological and physical characteristics of deposits; stratigraphy, tectonics and oil and gas; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; composition and properties of formation fluids and gas.

Общие сведения о месторождении

Анастасиевско-Троицкое месторождение расположено в западной части Краснодарского края на территории двух административных районов – Крымского и Славянского. Рекой Кубань площадь месторождения разделяется на два участка: Троицкий на юго-востоке и Анастасиевский на северо-западе. К юго-восточной границе месторождения примыкает станица Троицкая, к северо-западной – станица Анастасиевская. Ближайшими городами являются Крымск и Славянск-на-Кубани (рис. 1).

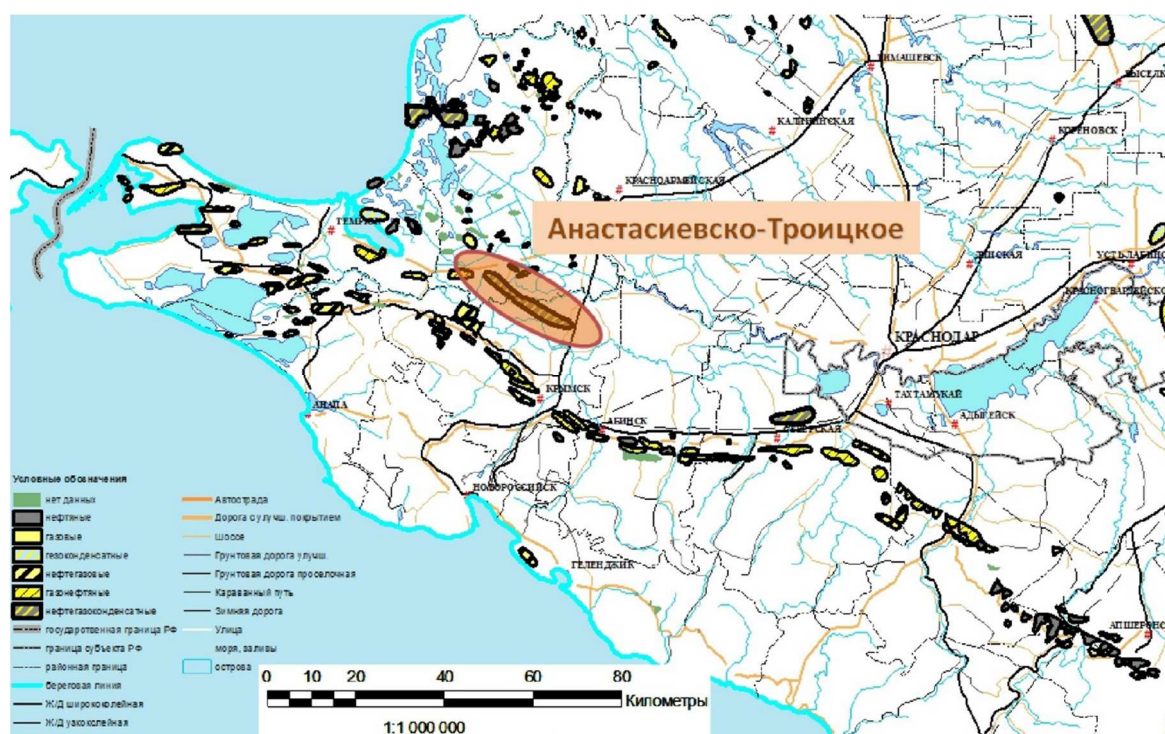


Рисунок 1 – Обзорная карта района

Месторождение находится в разработке свыше 50 лет, имеет развитую инфраструктуру и внешние коммуникации, обустроено системами водоснабжения, сбора и подготовки нефти и газа и т.д.

Непосредственно на площади месторождения находится йодный завод, сырьём для которого являются пластовые воды меотических и сарматских горизонтов.

Район Анастасиевско-Троицкого месторождения представляет собой равнину, которая является частью Прикубанской низменности. Абсолютные отметки равнины от +0,6 до +7 м. Лишь в центральной части Анастасиевского участка над окружающей местностью возвышается пологий холм высотой до +25 м и 1 км в поперечнике, отражающий диапировое ядро.

Главная водная артерия района – судоходная река Кубань. В районе месторождения она имеет среднюю отметку +2,4 м, превышая на отдельных участках уровень местности, что потребовало создания системы защитных дамб и ирригационных каналов.

Геолого-физическая характеристика залежей

Стратиграфия

На Анастасиевско-Троицком месторождении вскрыт полный разрез неогеновых отложений и частично – палеоген (майкопская серия). Разрез сложен терригенными образованиями (глинами, песчаниками и песками, алевролитами и алевритами) с подчинёнными тонкими прослоями карбонатных пород (известняков, мергелей), расположенных главным образом, в среднем и реже верхнем миоцене (рис. 2).

Майкопская серия

Майкопская серия (нижний миоцен – олигоцен) представлена толщей пластичных битуминозных глин с предполагаемой толщиной 3000 м (скважина № 370 прошла по майкопским отложениям 2700 м, не вскрыв их подошву и не встретив прослоев-коллекторов).

Средний миоцен

Тортонский ярус включает тарханский, чокракский, караганский и конкский горизонты. Ярус сложен в основном глинами с прослоями мергелей. Толщина тарханского горизонта 25 м, чокракского – 170–240 м, караганского – 200–220 м, конкского – 20 м.

Верхний миоцен

Сарматский ярус представлен всеми своими частями – верхней, средней и нижней. Отложения сармата преимущественно глинистые, с прослоями алевролитов и песчаников в верхней части (IX и X горизонты), доломитизированных мергелей и глинистых алевролитов в нижней.

Общая толщина сарматского яруса 230–540 м.

Меотический ярус, в котором заключены основные запасы нефти и газа месторождения, делится на две части – верхнюю и нижнюю. В верхней части под понтическим репером вскрывается 20-метровая пачка характерных черных глин («меотический репер»), под которой залегает IV горизонт, сложенный песками, реже песчаниками, алевритами и алевролитами с прослоями глин. Общая толщина IV горизонта изменяется от 40 до 130 м, при этом горизонт распространен далеко за пределами месторождения на значительной части Западно-Кубанского прогиба.

По литологическому составу IV горизонт разделяется на 2 части: верхнюю песчано-глинистую (ВПГЧ) и основную песчаную. ВПГЧ сложена чередованием невыдержанных по площади, изменяющихся по толщине, обычно тонких, реже до 3–5 м толщиной, прослоев алевролитов, рыхлых песчаников и глин. Общая толщина ВПГЧ непостоянна и достигает 20–25 м. Основная песчаная часть сложена, главным образом, мелкозернистыми сыпучими песками и алевролитами с редкими, развитыми не повсеместно, обычно тонкими, прослоями глин, алевролитов и крепких известковистых песчаников. Толщина основной части IV горизонта достигает 100 м.

В нижней части меотического яруса доминирующее значение имеют глины с прослоями песчаников и алевролитов, которые группируются в горизонты IVa, V, VI, VIa, VII, VIII (последний только на Анастасиевском участке). Горизонт V развит только на Троицком участке.

Общая толщина меотического яруса в зависимости от положения на структуре варьирует в пределах 220–420 м.

В связи со сложностью строения коллектора, проведено дополнительно разделение меотического яруса на пачки.

Плиоцен

В разрезе плиоцена снизу-вверх выделяются понтический, киммерийский и куяльницкий ярусы.

Понтический ярус представлен глинами и песчано-алевролитовыми отложениями. В средней части яруса залегают II и III газоносные горизонты. Общая толщина яруса достигает 500 м.

Киммерийский ярус. В его разрезе четко выделяются две толщи: нижняя – глинистая и верхняя – песчаная. В глинистой части киммерия на Анастасиевском участке залегает пачка песков и алевролитов (I газоносный горизонт). Общая толщина яруса до 450 м.

Куяльницкий ярус сложен мощными песчаными пачками, разделёнными в средней части толщей глин. Общая толщина яруса 400–500 м.

Антропоген

Разрез месторождения завершается песчано-глинистыми и галечниковыми отложениями антропогена толщиной до 100 м.

Тектоника

Анастасиевско-Троицкое месторождение связано с одноимённой антиклинальной складкой, расположенной в центральной части Западно-Кубанского прогиба.

В свете современных представлений, основанных на многочисленных геофизических исследованиях, Западно-Кубанский прогиб представляет собой крупную отрицательную геоструктуру размерами 280×80 км (от западной оконечности Таманского полуострова до юго-восточной центриклинали) с осью субкавказского простираения. Прогиб имеет асимметричное строение – крутой, сложно построенный южный борт и пологий, менее дислоцированный северный. Наибольшее погружение фундамент ис-

пытал в западной части прогиба, который протягивается в сторону Азовского моря и переходит в Индольский прогиб.

В осадочном чехле, покрывающем породы фундамента, выделяются два основных структурных этажа: нижний, сложенный платформенными литофациями мезозоя, среднего и отчасти верхнего палеогена мощностью 5–6 км, и верхний, в строении которого участвуют орогенные молассовые формации олигоцена и неогена, мощность которых достигает 7 км.

Наиболее полно Западно-Кубанский прогиб изучен по кайнозойским, главным образом олигоцен-неогеновым отложениям, с которыми связаны многочисленные залежи нефти и газа.

Место Анастасиевско-Троицкой складки в Западно-Кубанском прогибе хорошо объясняется тектонической схемой В.И. Корнеева (1967 г.), согласно которой прогиб разделяется на следующие части:

- 1) зона развития диапиров;
- 2) зона южного борта прогиба;
- 3) Афипская (Адагумо-Афипская) синклиналь;
- 4) Славянская (Славянско-Рязанская) синклиналь;
- 5) зона северного борта прогиба.

Анастасиевско-Троицкая складка находится в восточной части зоны развития диапиров. Эта зона охватывает западную часть южного борта прогиба, весь Таманский полуостров и прилегающий к нему с юго-востока район центральной части прогиба, куда входят крупные антиклинальные складки – Курчанская и Анастасиевско-Троицкая. Зона выделена по генетическим признакам: все входящие в неё складки осложнены явлениями диапиризма, более того, в большинстве своём обязаны своим происхождением нагнетанию пластичных майкопских глин в своды складок ещё на ранних стадиях их формирования. Кроме того, в зоне развития диапиров широко распространены грязевые вулканы, также связанные с майкопскими диапирами.

Принадлежность Анастасиевско-Троицкой складки к структурам таманского типа была установлена в 1961 году, когда скважина № 634, пробуренная на Анастасиевском участке, вскрыла майкопское ядро под отложениями понтического яруса. Это позволило объяснить причины неудачного бурения ряда скважин на своде Анастасиевской складки (№№ 134, 136 и др.) в районе невысокого холма, которые из среднего киммерия входили в пластичные вязкие породы; проходка в них оказалась невозможной. Анализ имеющихся геологических материалов позволил сделать вывод о том, что в основании миоцен-плиоценовой складки залегает мощное диапировое ядро, сложенное перемьятыми майкопскими глинами. Как показали палеоструктурные построения, зарождение Анастасиевско-Троицкой складки произошло в конце олигоценового – начале чокракского времени и с тех пор современный Анастасиевский участок (северо-западная часть складки) представлял собой подводное поднятие, которое постепенно разрастаясь в юго-восточном направлении захватывало и площадь современного Троицкого участка.

Складка контролировала распределение осадков в бассейне, в связи с чем поведение изопахит отложений, начиная с чокракско-караганских, отвечает в общих чертах форме структуры. Наиболее приподнятая (Анастасиевская) часть складки представляла собой подводный выход диапирового ядра, которое росло и развивалось синхронно с осадконакоплением. В отдельные отрезки времени оно, вероятно, перекрывалось маломощными осадками, но они быстро уничтожались подводной эрозией.

К концу нижнесарматского века наблюдается увеличение скорости погружения северо-западной периклинали складки. Здесь образуется флексуобразный перегиб слоев, перешедший затем в разрыв, способствовавший зарождению и бурной деятельности грязевого вулкана на границе меотиса и понта. Реликты этого вулкана в виде 300-метровой толщи брекчии вскрыты скважинами №№ 5 и 380.

К меотическому времени происходит разделение ядра на два выступа – западный и восточный. Первый отставал в своём развитии и в начале понтического века был перекрыт осадками, развитие восточного продолжалось в виде донного поднятия до среднего киммерия, затем и этот выступ был перекрыт, но, продолжая медленно расти

в верхнем плиоцене и антропогене, отразился на фоне Прикубанской низменности в виде круглого холма высотой 25 м и 1 км в поперечнике.

Рост диапирового ядра, особенно после его перекрытия осадками сопровождался образованием разрывных нарушений (сбросов), наиболее многочисленных в плиоцене.

С замедлением подъёма ядра на Анастасиевском участке, в плиоцене происходит усиление восходящих движений на Троицком, где получают развитие два ундуляционных локальных свода, хорошо фиксируемых по меотическим отложениям. Независимо от положения локальных сводов, крылья складки являются общими для Анастасиевского и Троицкого участков. Углы падения крыльев отвечают конседиментационным условиям развития антиклинали, изменяясь от 36° – 32° в отложениях среднего миоцена и нижнего сармата до 6° в кровле понтического яруса. Северо-западная периклиналь структуры погружается под углом до 14° , юго-восточная – пологая, с углами 2° – 3° . В общем случае углы падения крыльев на Анастасиевском участке, где диапировая тектоника выражена наиболее ярко, больше чем на Троицком. Соответственно и ширина складки здесь меньше (до 3 км), чем на Троицком участке (4 км). Общая длина Анастасиевско-Троицкой антиклинали достигает 28 км.

При изучении Анастасиевско-Троицкого месторождения уделялось большое внимание разрывным нарушениям, особенно тем из них, которые влияют на распределение нефти и газа в залежах. Разрывы фиксируются над диапировым ядром в отложениях меотиса, понта и киммерия по выпадению отдельных участков разреза в скважинах с очень хорошей корреляцией. Таких выпадений оказалось множество, особенно в плиоцене. Их амплитуда – 20–40 м и основная трудность заключается в идентификации разрывов, встреченных в разных скважинах, в их трассировании. При построении структурных карт по продуктивным горизонтам меотиса и плиоцена применялся комплексный подход и на карту наносились лишь разрывы, имеющие существенное значение. Разумеется, разрывы (сбросы) развиты, главным образом, на Анастасиевском участке. Отдельные небольшие сбросы наблюдаются и на Троицком (в основном в плиоцене). Поведение изогипс на юго-восточной периклинали может свидетельствовать о наличии здесь разрывов с амплитудой 5–10 м в меотическом ярусе.

Формирование тектонических нарушений явилось следствием процессов глинистого диапиризма, имевших место на протяжении всей неогеновой и четвертичной истории развития структуры. Глинистый диапиризм обязан наличием в разрезе мощной до 3000 м, лишенной коллекторов, пластичной толщи глин майкопской серии. Образование майкопской толщи происходило в период замыкания Кавказской геосинклинали, когда быстрое воздымание суши сопровождалось интенсивными нисходящими движениями в области передового прогиба, где накапливались осадки огромной мощности. Благодаря обилию и высокой дисперсности приносимого с суши глинистого материала, осадкообразование осуществлялось со значительной частью воды, чему способствовало, кроме того, отсутствие коллекторов.

Большое содержание воды и органики делают майкопские глины чрезвычайно чувствительными к изменению величины и направления горного давления.

К условиям образования диапирового ядра Анастасиевско-Троицкой структуры применимы основные положения схемы, разработанной И.М. Губкиным. В её основе лежит представление о течение глин к своду антиклинали под действием возрастающих нагрузок на крыльях и в смежных синклиналях в процессе накопления осадков. Зарождение складки обуславливается тангенциальными силами, играющими определенную положительную роль и на последующих стадиях роста диапира.

В начале среднего миоцена на месте современной Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоны уже существовала зона поднятий, которая фиксируется уменьшением мощности и полным отсутствием чокракских отложений на Анастасиевском своде и на своде расположенной западнее Курчанской диапировой складки. Процесс течения глин начался в конце майкопского времени – начале чокракского и продолжался с различной интенсивностью вплоть до антропогена.

В результате своего относительного роста в условиях общего прогибания региона, майкопское диапировое ядро представляет собой донное поднятие, которое контролировало распределение осадков. Рост ядра обеспечивал прорыв осадков небольшой мощности, отлагавшихся на своде, чему активно содействовала подводная эрозия. Таким образом, длительное время Анастасиевско-Троицкая структура существовала как открытая подводная диапировая складка. Затем, в связи с замедлением роста диапира, она была полностью перекрыта осадками и продолжала развиваться уже как криптодиапировая складка.

На первой, диапировой стадии развития структуры существовали ограниченные условия для образования тектонических нарушений в надмайкопских породах, поскольку имелась возможность разрядки усилий, возникающих в майкопской толще через диапировое ядро. Лишь на северо-западной периклинали, в связи с бурной деятельностью подводного грязевого вулкана на границе меотического и понтического веков, образовались крупные тектонические нарушения, по которым произошло оседание небольшого участка. Эти тектонические нарушения продолжали развиваться до верхнего понта.

На второй, криптодиапировой, стадии усилий ядра оказалось недостаточно для прорыва вышележащей толщи пород. Оно лишь приподняло Анастасиевский свод и отразилось на поверхности в виде холма.

Растяжение свода привело к образованию сети сбросов с амплитудой до 40 м, реже до 60 м. Наибольшее количество сбросов отмечается в отложениях понтического яруса и верхнего плиоцена. Взбросовые нарушения почти отсутствуют. Лишь в непосредственной близости от ядра, по характеру повторения разреза в скважине № 100 и условиям залегания пород в соседних скважинах, можно выделить взброс небольшой амплитуды, направленный от ядра к северному крылу складки.

Наиболее характерными являются продольные сбросы, по которым произошло опускание свода. Имеется ряд диагональных сбросов, развитых на крыльях складки и на участке сочленения Анастасиевского свода с Троицким.

Одной из основных причин образования разрывных нарушений является растяжение свода вследствие роста, погребенного диапирового ядра. Другая, более локальная, причина оседания пород в результате бурной грязевулканической деятельности.

Ещё одна причина образования сбросов связана с непостоянством объёма диапирового ядра. В периоды роста диапировое ядро представляет собой сбрекчированную глинистую массу, насыщенную под большим давлением водой и углеводородами (в основном, в газовой фазе). Разрядка ядра в результате перемещения флюидов в окружающее пространство (на поверхность, через жерла грязевых вулканов, в контактирующие с ядром коллекторы) должна при недостаточной компенсации приводить к уменьшению объёма ядра. Происходит так называемая «усадка» ядра. Это явление должно иметь место при замедлении темпов роста или при полном прекращении диапирового процесса. Причиной перетока флюидов является резкий перепад давления между диапировым ядром и перекрывающими породами, и стремление к гидродинамическому равновесию. Следствием уменьшения объёма ядра будет являться оседание пород в сводовой части структуры, т.е. как раз то, что наблюдается на Анастасиевском участке.

Формирование крупнейшей в крае газонефтяной залежи IV меотического горизонта и газовых залежей понта и киммерия связывается с поступлением газа и нефти (в растворённом в газе состоянии) из майкопского диапирового ядра. О поступлении флюидов, в частности воды, из ядра свидетельствует пониженная минерализация пластовых вод песчаных горизонтов понта и меотиса на Анастасиевском участке, вблизи ядра. Отобранные здесь пробы воды очень близки по своему типу и минерализации к водам майкопской серии.

Периоды роста ядра и его «усадки» могут сменять друг друга и повторяться неоднократно, т.е. процесс развития ядра имеет колебательный характер. Образование тектонических нарушений возможно в любой из этих периодов на криптодиапировой, в основном, стадии развития складки.

Нефтегазоносность

V горизонт

Залежь нефти V горизонта относится к типу пластовой, сводовой, частично литологически экранированной. В структурном отношении залежь приурочена к центральной и восточной частям Троицкого участка Анастасиевско-Троицкой структуры, которая разделяется на две складки – Анастасиевскую и Троицкую, объединённые общими крыльями. Простираение структуры – с северо-запада на юго-восток. По кровле V горизонта углы падения крыльев Троицкой складки изменяются в пределах 6° – 8° , к своду они выполаживаются до 2° – 4° . Углы падения пород на периклинали 1° – 2° , при этом в сторону периклинали происходит расширение складки. Высшая отметка V горизонта – 1533 м. С северо-запада и запада залежь ограничена линией выклинивания коллекторов. Другая линия выклинивания коллекторов экранирует залежь на участке южного крыла (район скважин №№ 779, 778 и 421). Также отсутствие коллекторов наблюдается в центре залежи в скважине 885. С остальных сторон границей служит внешний контур нефтеносности, соответствующий изогипсе – 1670 м структурной карты кровли коллекторов V горизонта. Длина залежи V горизонта 13 км, ширина до 2,9 км, этаж нефтеносности – 137 м (рис. 3).

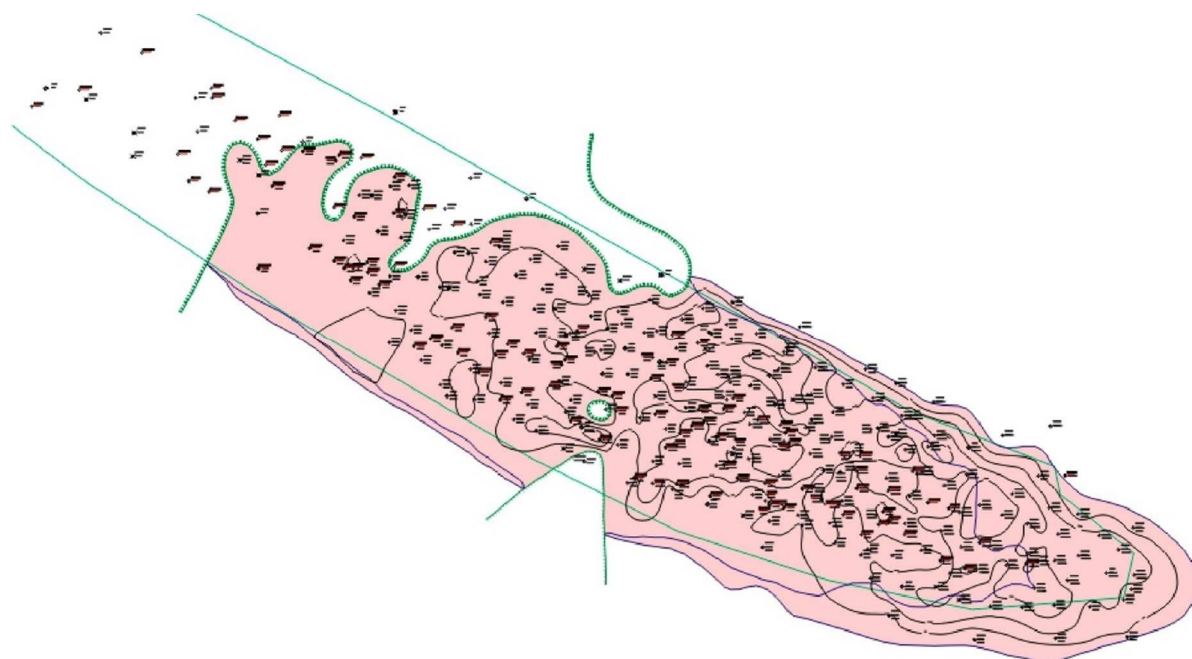


Рисунок 3 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин V горизонта

VI горизонт

Анастасиевский участок

В пределах VI горизонта на рассматриваемом участке выделяются 5 залежей нефти – 3 в пачке VI-1, 2 – в пачке VI-2. Залежи пластовые, сводовые, частично литологически экранированные, в структурном отношении приурочены к северо-западной, центральной и юго-восточной частям Анастасиевской складки.

Пачка VI-1 распространена по всей площади Анастасиевского участка, по сравнению с ней пачка VI-2 имеет более сложное геологическое строение и в юго-восточном направлении выклинивается. Песчаные прослои в обеих пачках по площади не выдержаны и к юго-востоку происходит их полное замещение глинами (район скважин №№ 12, 140 и 355). Эффективная мощность прослоев невелика и лишь в редких случаях достигает двух метров (скважина № 637, мощность второго прослоя 2,1 м).

Максимальная отметка VI горизонта отмечена в скважине № 637 (–1489 м). Гидродинамически залежи между собой не связаны – как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях изолированы мощными (в среднем 10 м) глинистыми толщами (рис. 4 и 5).

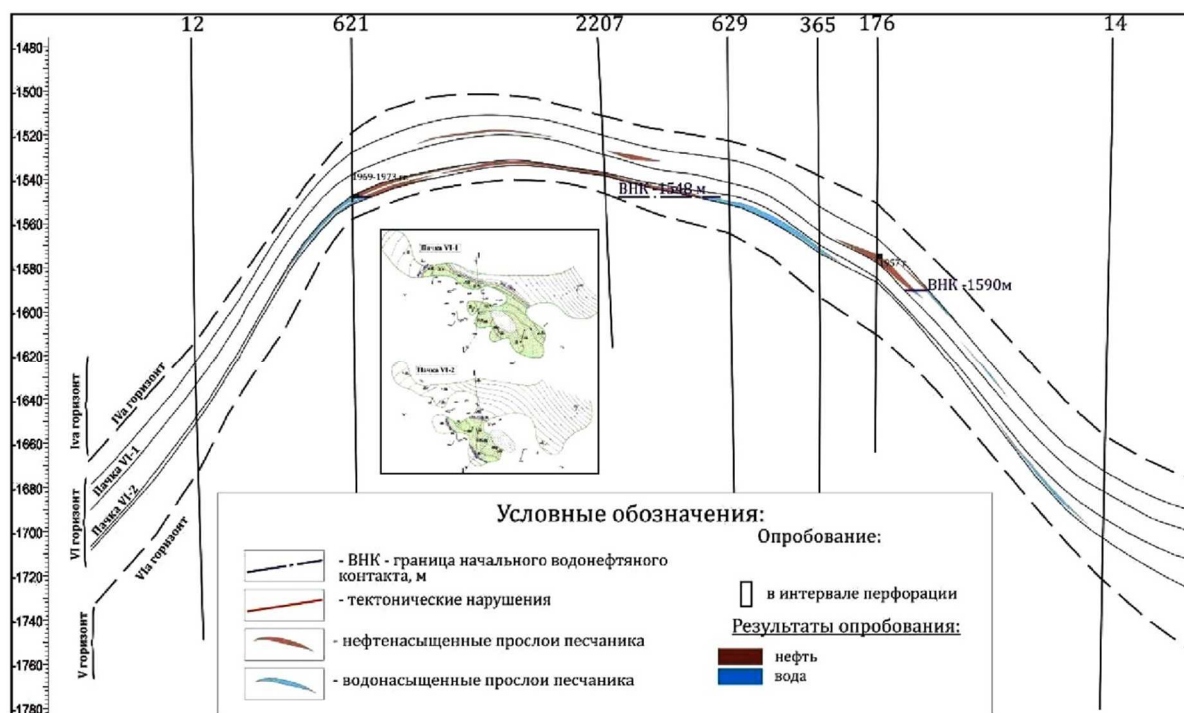


Рисунок 4 – Геологический профильный разрез 1-1 Анастасиевского участка VI горизонта (по линии скважин №№ 12-621-2207-629-365-176-14)

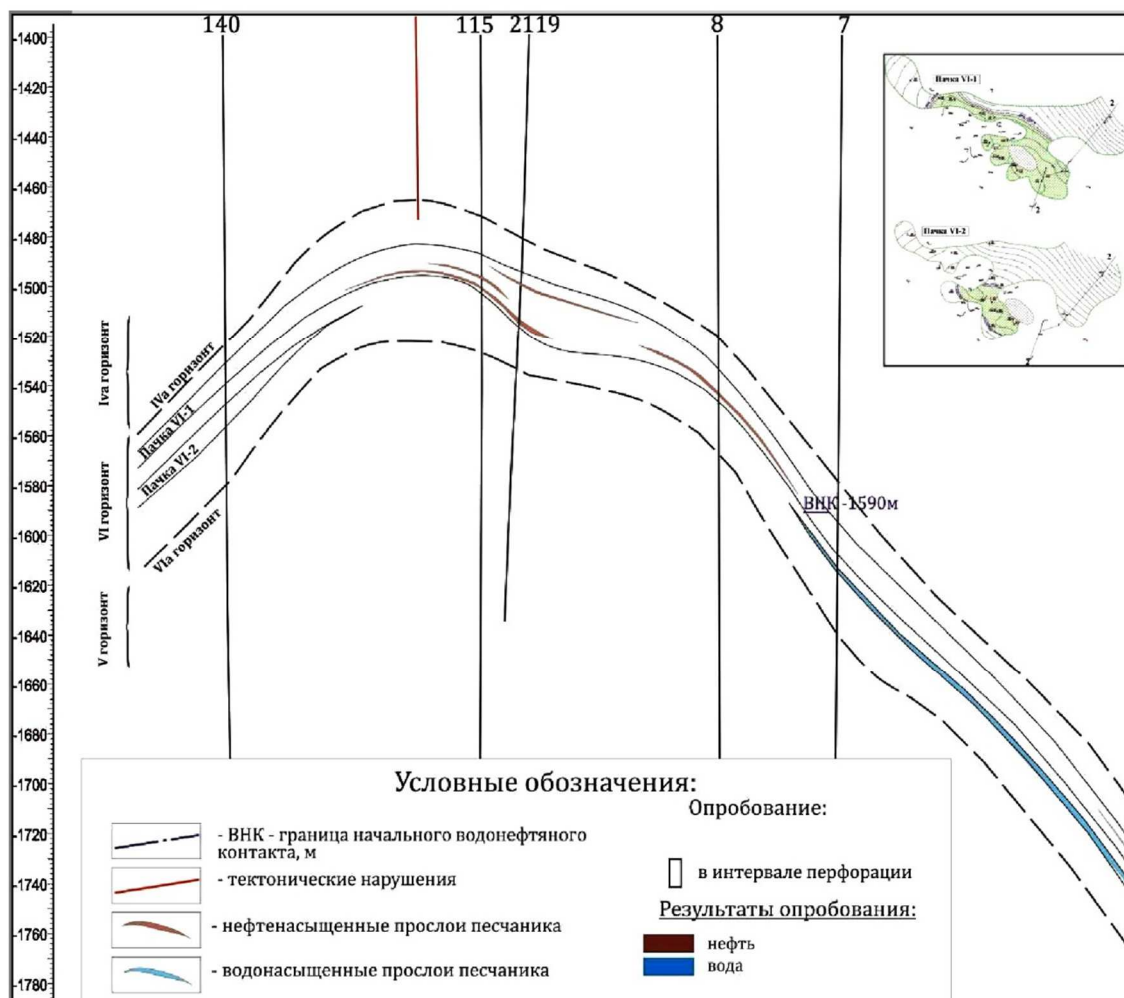


Рисунок 5 – Геологический профильный разрез 2-2 Анастасиевского участка VI горизонта (по линии скважин №№ 140-15-2119-8-7-2)

VI-1 пачка

Залежь VI-1_1. Находится в северо-западной части Анастасиевского участка, с юга, юго-востока и северо-запада ограничена линией отсутствия коллектора, с северо-востока и запада – водонефтяным контактом. В юго-восточной части залежь «протыкается» ядром малого диапира. Размеры залежи составляют 3,2×1,2 км.

Залежь пластово-сводовая, охватывает участок скважин №№ 8, 105, 115, 174, 176, 207, 2116–2122, 2213, 2219, 628, 632, 633, 636 и 637. Эффективные (нефтенасыщенные) толщины лежат в интервале от 0,8 до 4,0 м, среднее значение по скважинам составляет 1,7 м, максимальное значение приурочено к району скважины № 2118 – 4,0 м.

Анализ строения участка и положения ВНК в скважинах №№ 105, 174, 176, 207, 633 и 2124 позволили ограничить залежь условно контуром на отметке – 1590 м (рис. 6).

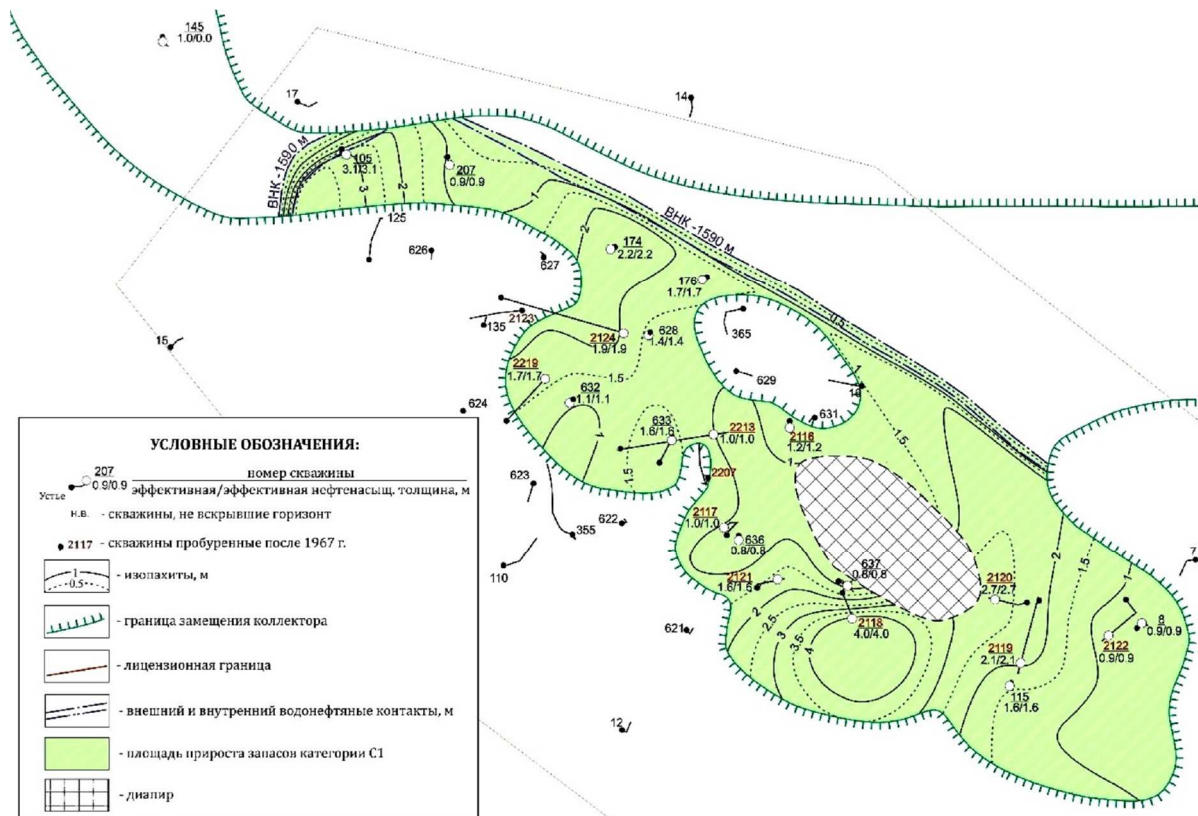


Рисунок 6 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежей нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-1)

Залежь VI-1_2 (район скважин №№ 249_бис-2 и 1). Находится в центральной части Анастасиевского участка. С северо-запада ограничена большим диапиром, со всех остальных сторон – линией выклинивания коллекторов. Размеры залежи – 1,0×1,1 км.

Залежь пластово-сводовая. Эффективные (нефтенасыщенные) толщины составляют соответственно 2,8 и 1,0 м для скважин №№ 249_бис-2 и 1, среднее значение – 1,9 м. Водонефтяной контакт не определялся ввиду отсутствия испытаний по данным скважинам.

Залежь VI-1_3 (район скважины № 160). Находится в юго-восточной части Анастасиевского участка и вскрыта одной скважиной (№ 160). С северо-запада и юго-востока ограничена линией выклинивания, со всех остальных сторон – водонефтяным контактом. Размеры залежи составляют 1,2×0,7 км.

Залежь пластово-сводовая. Эффективная (нефтенасыщенная) толщина составляет 2,0 м.

Анализ положения водонефтяного контакта в скважине № 160 позволил ограничить залежь контуром на отметке – 1574 м (рис. 7).

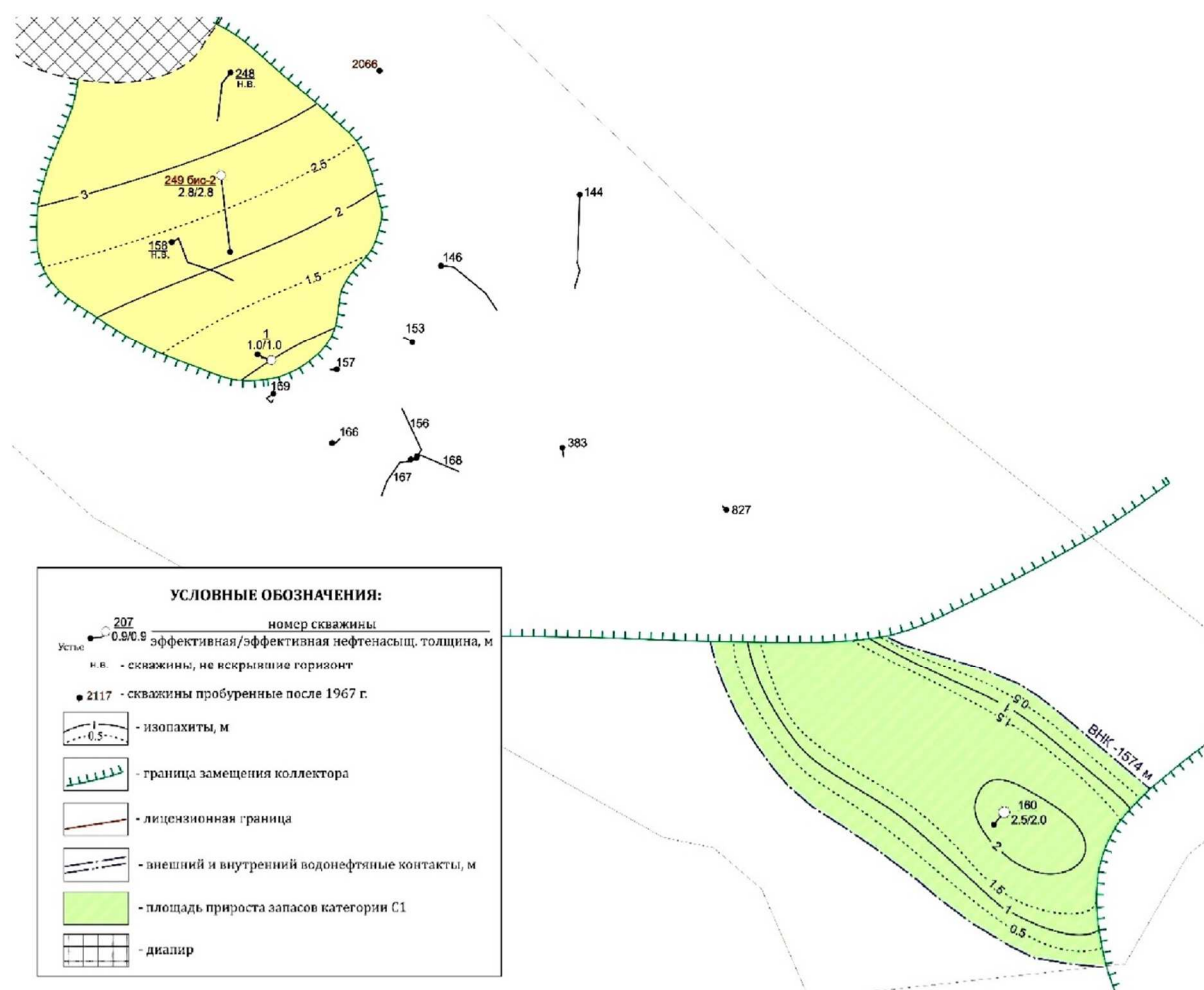


Рисунок 7 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-1, залежи VI-1_2 и VI-1_3)

VI-2 пачка

Залежь VI-2_1. Коллектора замещаются глинами в северо-западном, южном, юго- и северо-восточном направлениях, с остальных сторон залежь ограничена поверхностью водонефтяного контакта. Восточная часть залежи «срезана» ядром малого диапира.

Залежь пластово-сводовая, имеет размеры 1,5×0,6 км и вскрыта скважинами: №№ 621, 632, 633, 636, 637, 2207, 2117, 2118, 2121, 2207 и 2213. Эффективные (нефтенасыщенные) толщины лежат в интервале от 0,6 до 2,5 м, среднее значение по скважинам – 1,2 м, максимальное значение приурочено к району скважины № 637 (рис. 8).

Водонефтяной контакт определён по результатам эксплуатации скважины № 621 на отметке – 1548 м.

Залежь VI-2_2 (район скважин №№ 249_бис-2 и 2066). Находится в центральной части Анастасиевского участка. С севера, юга, запада и востока ограничена линией выклинивания коллекторов пачки VI-2, на северо-востоке залежь «срезается» диапировым ядром. Размеры залежи составляют 1,5×0,7 км.

Залежь пластово-сводовая. Эффективная (нефтенасыщенная) толщина в скважине № 249_бис-2 составляет 0,8 м (рисунок 9).

Водонефтяной контакт определён на отметке – 1621 м по результатам эксплуатации скважины № 2066, в которой была получена вода.

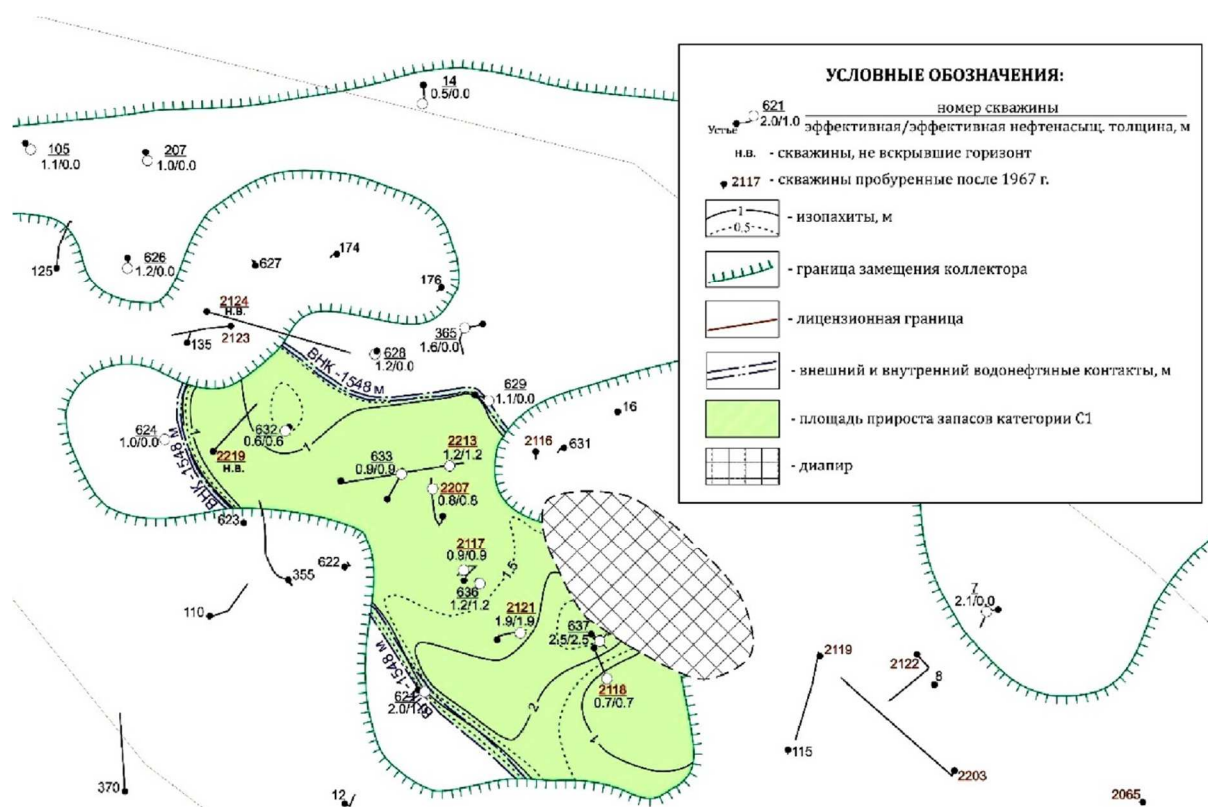


Рисунок 8 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-2, залежь VI-2_1)

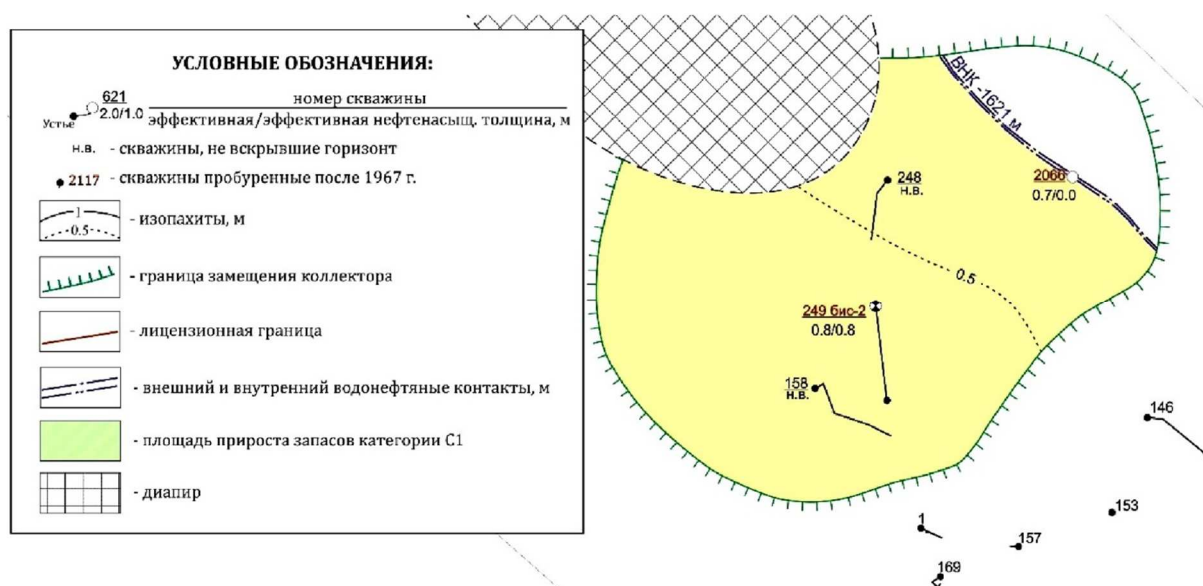


Рисунок 9 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи нефти VI горизонта Анастасиевского участка (пачка VI-2, залежь VI-2_2)

Троицкий участок

Аналогично V горизонту, залежь нефти VI горизонта относится к пластовой, сводовой, частично литологически экранированной. В структурном отношении залежь приурочена к центральной и восточной частям Троицкого участка Анастасиевско-Троицкой структуры. Высшая отметка VI горизонта – 1561 м. С северо-запада и запада залежь ограничена линией выклинивания коллекторов, с остальных сторон контуром нефтеносности. Последний с некоторой условностью проведен по изогипсе – 1672 м

структурной карты кровли VI горизонта. Также присутствуют четыре небольших зоны отсутствия коллекторов внутри залежи. Длина залежи V горизонта 10,6 км, ширина 2,7 км, этаж нефтеносности – 111 м (рис. 10).

Геологический профильный разрез V–VI горизонтов показан на рисунке 11.

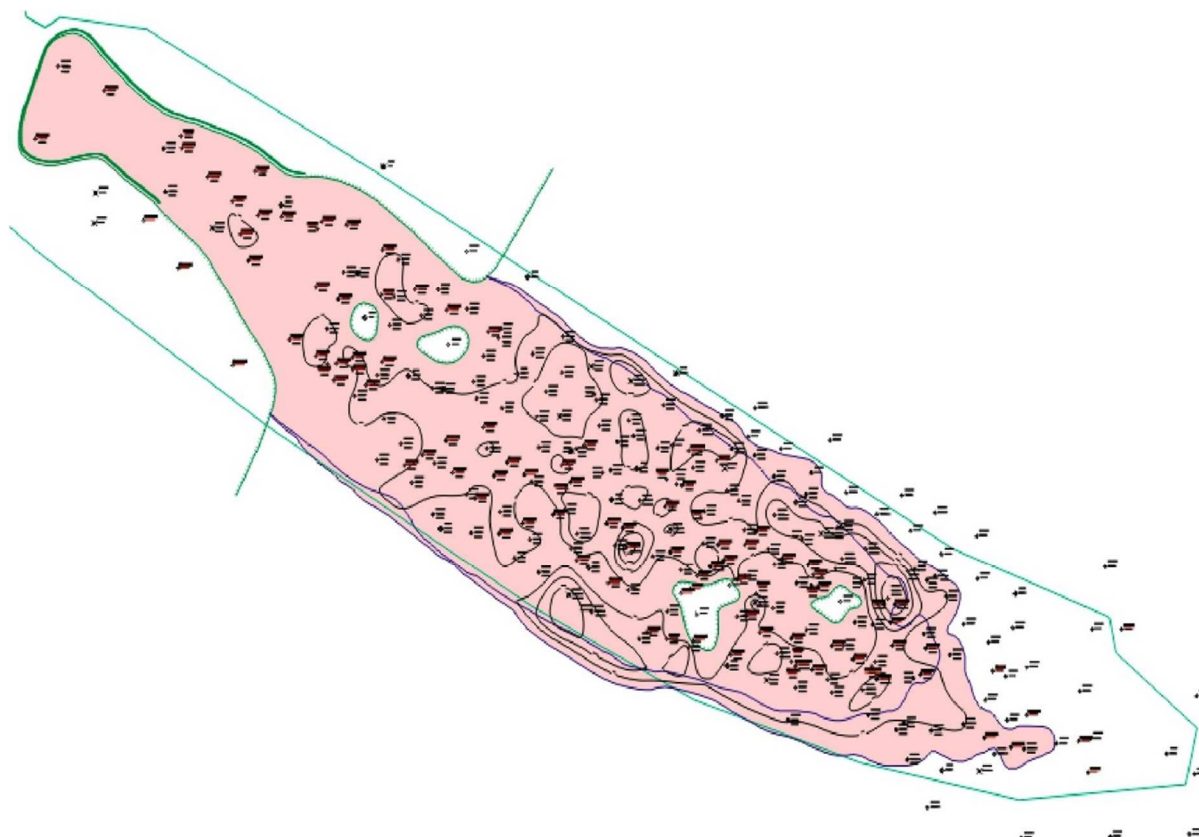


Рисунок 10 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин VI горизонта

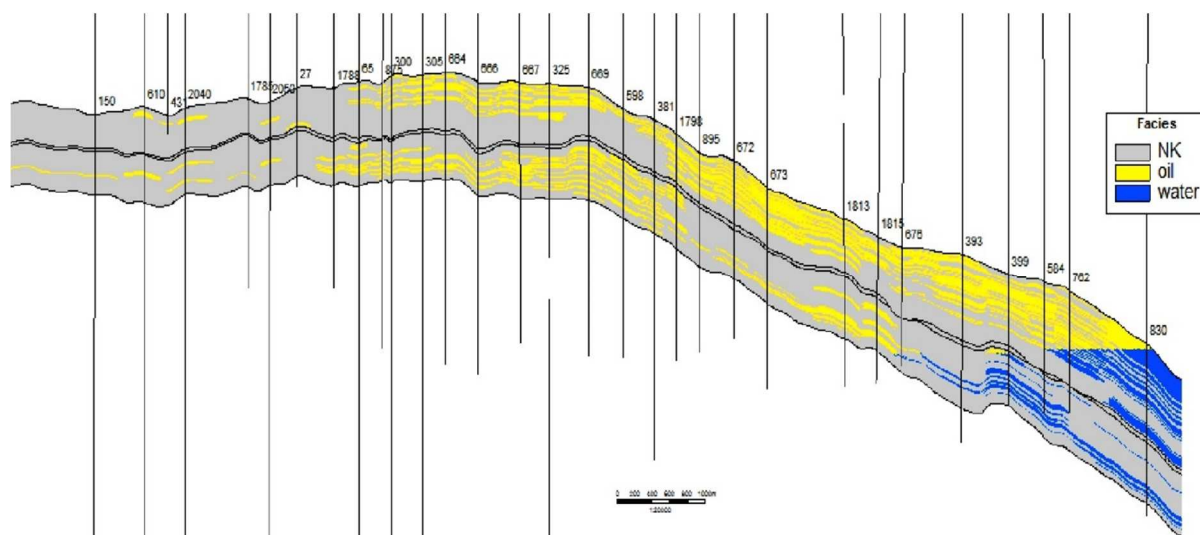


Рисунок 11 – Геологический профильный разрез V-VI горизонтов

Геологическая характеристика продуктивных горизонтов Анастасиевско-Троицкого месторождения представлена в таблице 1, характеристика толщины продуктивных горизонтов – в таблице 2.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов Анастасиевско-Троицкого месторождения приведена в таблице 3, статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов – в таблице 4.

Таблица 1 – Геологическая характеристика продуктивных горизонтов

Горизонт, пласт	Глубина залегающего пласта в своде, (абсолютная отметка), м	Положение ВНК/ГНК (ГВК) (абсолютная отметка), м	Размеры залежей		Средняя величина нефтегазоносной толщины, м	Тип коллектора	Тип залежи
			Длина x ширина, км	высота, м			
V	-1533	-1670	13x2,9	137	7,5	поровый	литологически ограниченный
VI Анастасиевский участок	-1489	от -1548 до -1621	3,2x1,2-1,0x1,1	11-101	0,8-2,0	поровый	литологически ограниченный
VI Троицкий участок	-1561	-1672	10,6x2,7	111	4,9	поровый	литологически ограниченный

Таблица 2 – Характеристика толщины продуктивных горизонтов

Толщина	Наименование	V	VI		VI-1 Анастасиевский участок	VI-2 Анастасиевский участок
			Троицкий участок	Анастасиевский участок		
Общая	среднее значение, м	29,8	25,7		11,2	4,1
	интервал изменения, м	2,3-47,3	3,7-40,1		5,8-22,5	1,7-13,3
Эффективная	среднее значение, м	9,8	5,9		1,5	1,5
	интервал изменения, м	0,5-28,9	0,5-23,9		0,8-4,0	0,5-4,0
Нефтенасыщенная	среднее значение, м	7,5	4,9		1,2	1,3
	интервал изменения, м	0,5-23,9	0,5-22,0		0,8-4,0	0,4-2,4

Таблица 3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов Анастасиевско-Троицкого месторождения

Вид исследований	Наименование	Параметры			
		Проницаемость, мД	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, %	Коэффициент начальной газонасыщенности, %
1	2	3	4	5	6
V горизонт					
* Лабораторные (керн)	Количество скважин	14	30	5	-
	Количество определений	112	196	38	-
	Среднее значение	90	23	6.2	-
	Интервал изменения	0-2400	2.4-39.3	0.66-17.7	-
Геофизические	Количество скважин	316	316	175	-
	Количество определений	2765	2765	518	-
	Среднее значение	122.5	24	64	-
	Интервал изменения	10.7-1748.6	18.9-35.9	31-90.8	-
Гидродинамические	Количество скважин	4	-	-	-
	Количество определений	7	-	-	-
	Среднее значение	82	-	-	-
	Интервал изменения	15.0-346.0	-	-	-
VI горизонт					
* Лабораторные	Количество скважин	18	35	5	-
	Количество определений	88	136	38	-
	Среднее значение	116	23.8	4.5	-
	Интервал изменения	0-900	9-38.6	0.2-29.3	-
Геофизические	Анастасиевский участок				
	VI-1				
	Количество скважин	25	25	1	-
	Количество определений	49	49	2	-
	Среднее значение	71.8	21	55	-
	Интервал изменения	10.7-478.9	18.9-30.5	51.9-57.0	-
	Анастасиевский участок				
	VI-2				
	Количество скважин	23	23	2	-
	Количество определений	31	31	2	-
	Среднее значение	37.4	20	53	-
	Интервал изменения	10.7-171.4	18.9-26.8	52.6-535	-
	Троицкий участок				
	Количество скважин	247	247	104	-
	Количество определений	1725	1725	225	-
	Среднее значение	62.6	22	62	-
Интервал изменения	10.7-1564.2	18.9-35.4	41.0-78.7	-	
Гидродинамические	Количество скважин	6	-	-	-
	Количество определений	11	-	-	-
	Среднее значение	37	-	-	-
	Интервал изменения	9.0-185.0	-	-	-

Таблица 4 – Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов

Пласт	Количество скважин	Коэффициент песчанности, доли ед.		Расчлененность,	
		Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения
VI	299	0.23	0,02-0,67	5.2	1-15
VI-1	25	0.15	0,07-0,46	1.9	1-4
VI-2	23	0.40	0,05-1,0	1.3	1-3

Физико-гидродинамическая характеристика коллекторов

В разные годы на кернях продуктивных пластов месторождения был проведён значительный объём исследований кернов по определению коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения, а также по определению зависимостей ОФП по нефти и воде, нефти и газу.

Горизонты IVa, V, VI, VIa, VII

Миоценовые коллектора данных горизонтов и ВПГЧ IV горизонта характеризуются аналогичным вещественным составом, близким гранулометрическим составом, аналогичными физическими зависимостями пористость-проницаемость и аналогичными свойствами пластовых флюидов. Поэтому выполненные экспериментальные исследования по вытеснению нефти газом и водой для диапазона проницаемостей ВПГЧ могут считаться применимыми для определения коэффициентов вытеснения по прочим горизонтам месторождения. В соответствии с этим в Проекте разработки 2008 года коэффициенты вытеснения нефти пластовой водой для условий горизонтов IVa, V, VI, VIa, VII были приняты по данным исследований кернов ВПГЧ IV горизонта в зависимости от их проницаемости равными: IVa горизонт – 0,470, V горизонт – 0,500, VI горизонт – 0,470, VIa горизонт – 0,525, VII горизонт – 0,525.

В 2010 году отделом физики нефтяного пласта ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» было выполнено экспериментальное моделирование процессов фильтрации жидкости в пористой среде на керне IVa, V, VI, VIa горизонтов. По результатам этих исследований для данных объектов были определены относительные фазовые проницаемости и уточнены значения коэффициента вытеснения. Изменение коэффициентов вытеснения по сравнению с ранее принятыми составило весьма незначительную величину – от 0,2 до 3,2 % относительных, что подтверждает их надёжность, а также близость характера процесса вытеснения нефти водой горизонтов данной группы и ВПГЧ IV горизонта.

Зависимости коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости, а также относительные фазовые проницаемости данной группы горизонтов приведены на рисунках 12–23. При расчёте относительных проницаемостей за базовую величину принималась проницаемость по нефти при начальной водонасыщенности.

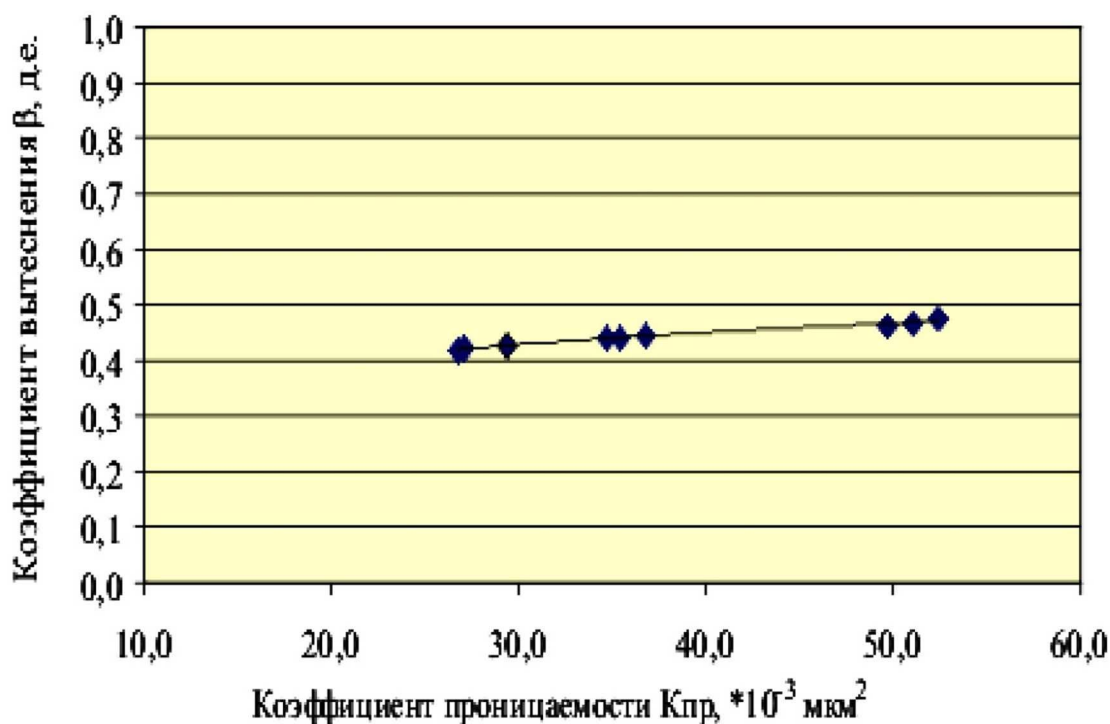


Рисунок 12 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт IVa)

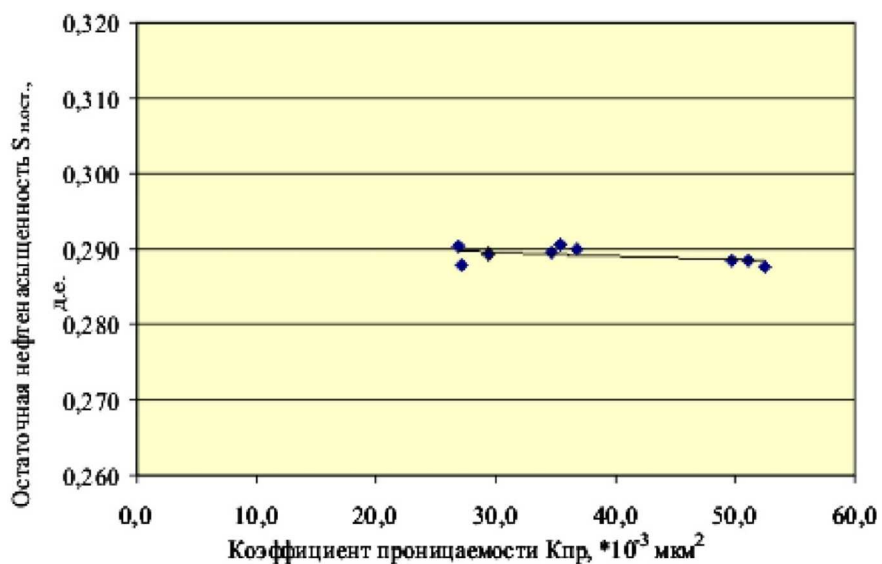


Рисунок 13 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт IVa)

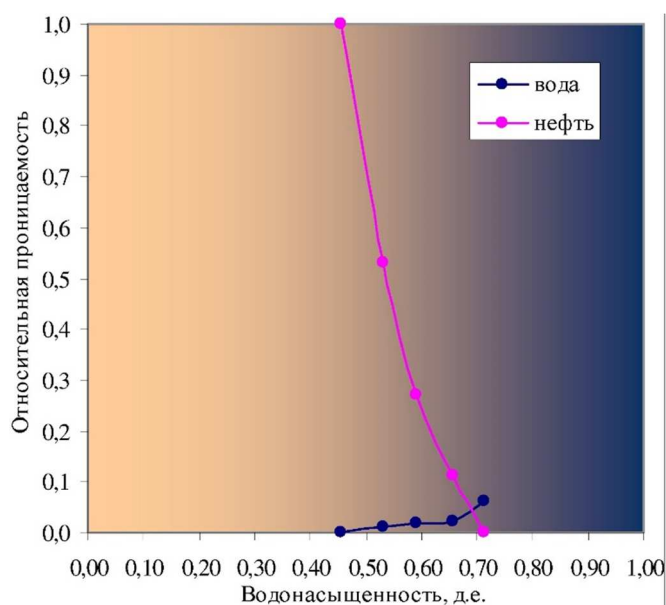


Рисунок 14 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт IVa)

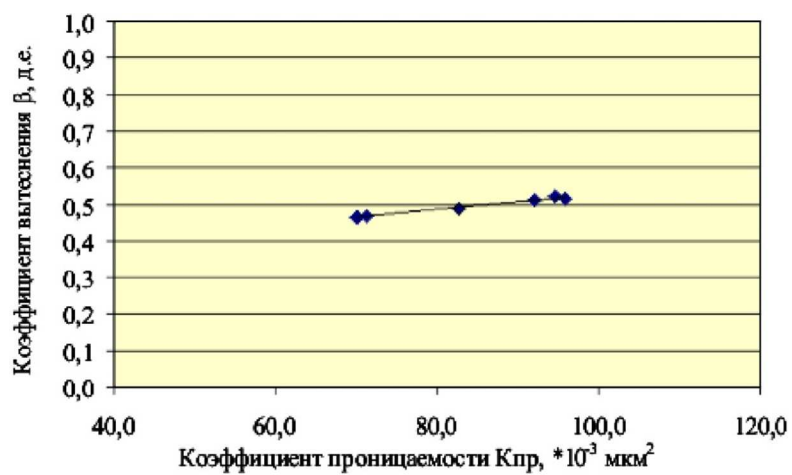


Рисунок 15 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт V)

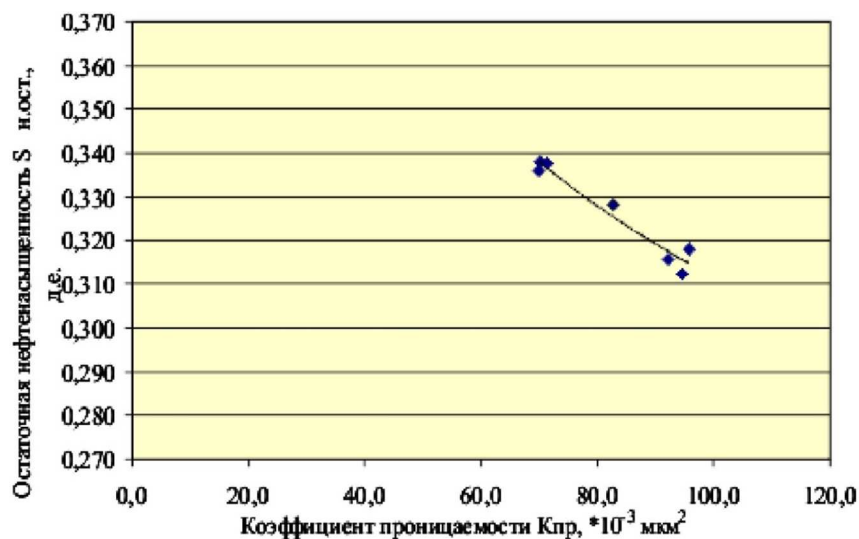


Рисунок 16 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт V)

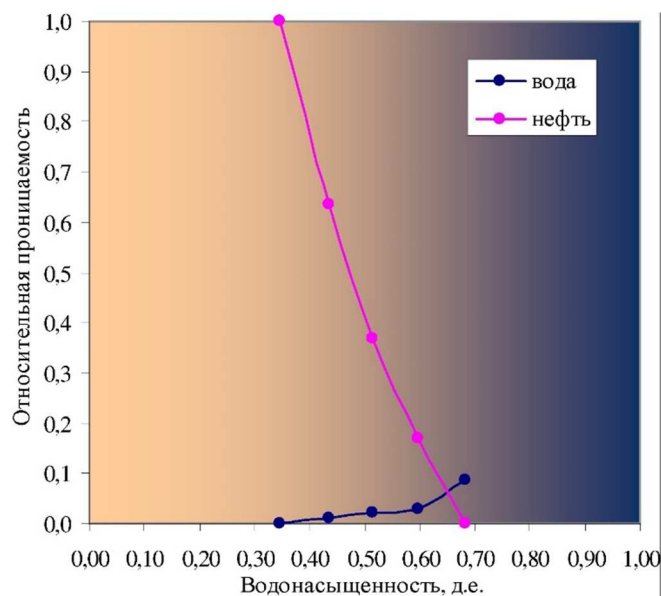


Рисунок 17 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт V)

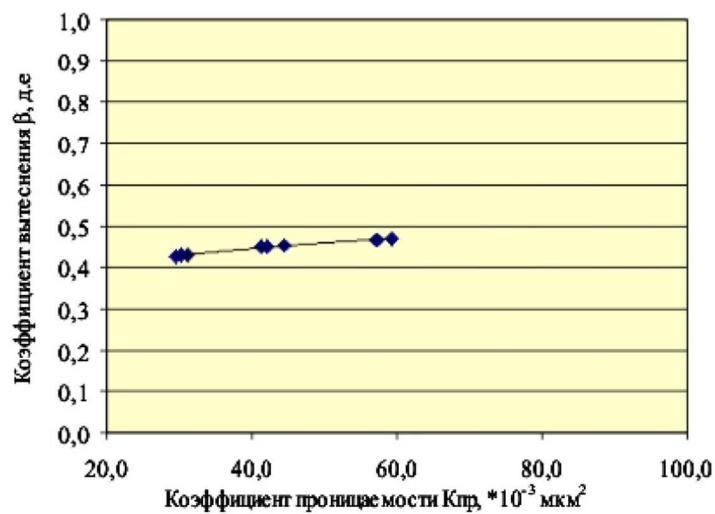


Рисунок 18 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт VI)

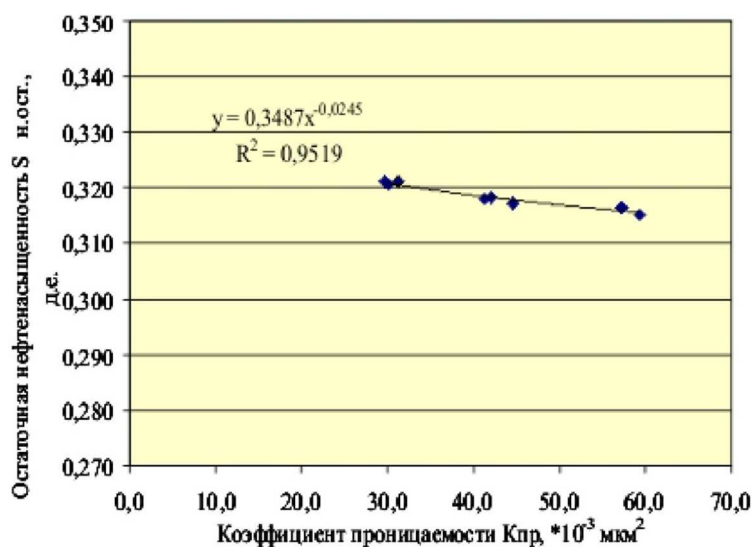


Рисунок 19 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт VI)

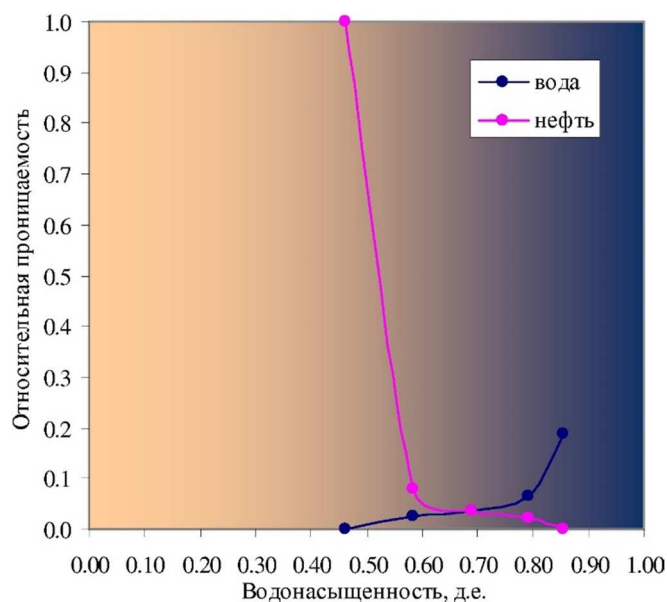


Рисунок 20 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт VI)

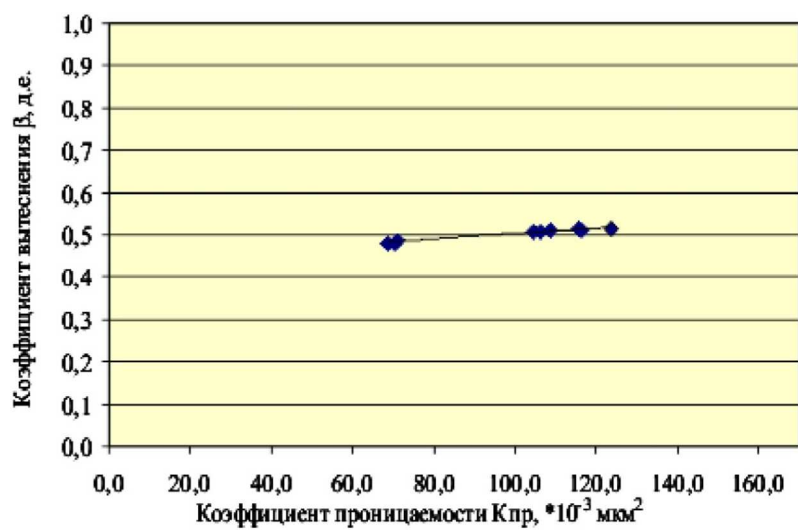


Рисунок 21 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от проницаемости (горизонт VIa)

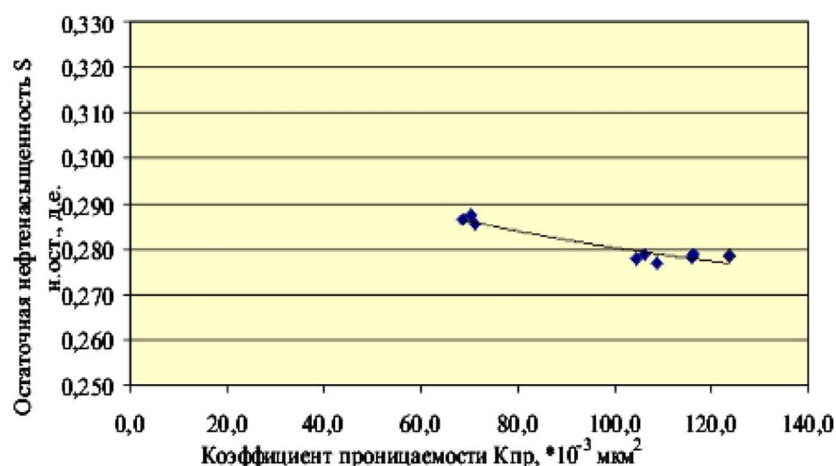


Рисунок 22 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости (горизонт VIa)

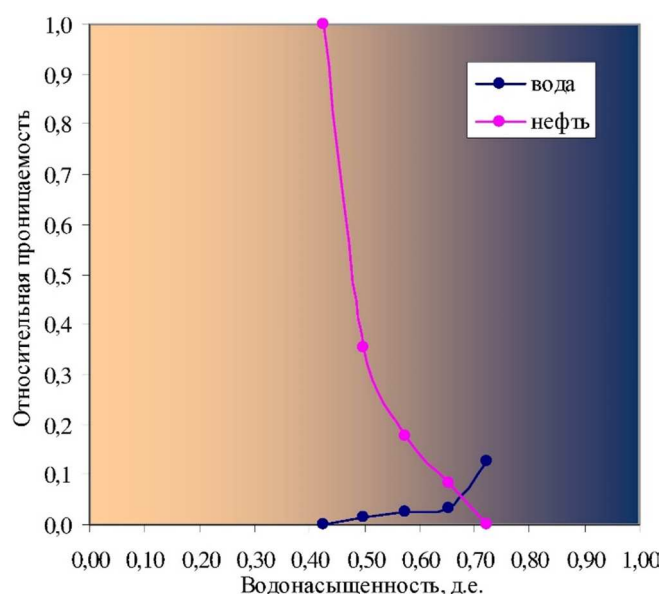


Рисунок 23 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности (горизонт VIa)

Принятые значения коэффициентов вытеснения по продуктивным горизонтам месторождения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика вытеснения нефти водой

Пласт	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм ² · 10 ⁻³	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
V	0,24	82	0,64	0,516
VI	0,22	37	0,62	0,467

Их значения в целом соответствуют таковым в утверждённых в последние годы проектных документах на разработку месторождения.

Состав и свойства пластовых жидкостей и газа

Нефть V горизонта

Начальное пластовое давление по залежи меняется в пределах от 14,2 до 17,2 МПа, давление насыщения при температуре изменяется в интервале 12,2–18,95 МПа. Газосодержание, полученное при однократном разгазировании пластовой нефти, составляет 87,7 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 760,4 кг/м³, объёмный коэффициент 1,208.

Поверхностные пробы нефти характеризуют её как среднюю: плотность её в пределах 0,826–0,901 г/см³ (принятое значение 0,856 г/см³, принято по сепарированным пробам), вязкость 3,2–63,8 мм²/с (принятое значение 15,5 мм²/с). Нефть по компонентному составу является смолистой – содержание смол колеблется от 3,07 до 20,14 % масс. (принятое значение 7,86 % масс.), содержание асфальтенов от 0,075 до 1,85 % масс. (принятое значение 0,596 % масс.), малосернистой от 0,01 до 0,271 % масс. (принятое значение 0,176 % масс.), парафинистая содержание парафина от 0,53 до 2,34 % масс. (принятое значение 1,76 % масс.). Выход бензиновых фракций составляет 21,5 % об.; светлых фракций, выкипающих до 300 °С, в среднем содержится 48,0 % об.

На основании проведённых исследований Краснодарским филиалом ВНИИ установлено, что возможно получать из нефти V горизонта авиабензины – 6,8 %, бензин до 200 °С – 12,7 %, керосина – 27,2 %. Установлено, что бензин низкого качества, так как октановое число (от НК до 200 °С) составляет 53 пункта, керосин же имеет ОЧ 36 пунктов, исходя из этого он может быть использован как компонент тракторного топлива.

Нефти по целому ряду свойств отличаются незначительно, заметных изменений их с глубиной не наблюдается.

Исходя из вышеизложенного, основные подсчетные параметры и отдельные показатели приняты равными:

- плотность разгазированной нефти 0,856 г/см³;
- плотность нефти в пластовых условиях 756 кг/м³;
- объёмный коэффициент нефти 1,208;
- пластовый газовый фактор 86,8 м³/т;

Нефть VI горизонта

Глубинные пробы отбирались из скважин, находящихся только на Троицком участке. Начальное пластовое давление по залежи меняется в пределах от 11,34–17,3 МПа, давление насыщения при температуре 64 °С изменяется в интервале 10,75–15,6 МПа. Газосодержание, полученное при однократном разгазировании пластовой нефти, составляет 95,53 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 774 кг/м³, объёмный коэффициент 1,23.

Поверхностные пробы нефти характеризуют её как среднюю: плотность её в пределах 0,829–0,875 г/см³ (принятое значение 0,844 г/см³ (по сепарированным пробам)), вязкость 3,0–9,18 мм²/с (принятое значение 5,66 мм²/с). Нефть по компонентному составу является смолистой – содержание смол колеблется от 2,9 до 16 % масс. (принятое значение 8,9 % масс.), содержание асфальтенов от 0,025 до 0,65 % масс. (принятое значение 0,25 % масс.), малосернистой от 0,0126 до 0,259 % масс. (принятое значение 0,185 % масс.), парафинистая содержание парафина от 0,69 до 2,85 % масс. (принятое значение 1,54 % масс.), температура застывания составляет – 19 °С. Выход бензиновых фракций составляет 32,6 % об.; светлых фракций, выкипающих до 300 °С, в среднем содержится 60,1 % об.

Нефть VI горизонта относится к смешанному типу с преобладанием алкановых углеводородов. Выход бензина до 100 °С достигает 8,3 % с ОЧ 67 пунктов. Базового бензина в количестве 18,4 % с ОЧ 59,4 пункта. Выход бензина до 200 °С составляет 29,2 % с ОЧ 51 пункт. Нефть VI горизонта следует использовать в качестве сырья для получения бензина, керосина и производства крекинг продуктов.

Результаты исследований растворённого газа, выделившегося при однократном разгазировании глубинных проб нефти, показывают, что метана содержится в среднем 87,12 % мол., этана 1,53 % мол., пропана 2,37 % мол. В составе растворённого газа азот отсутствует, но в пробе, отобранной в 2007 году, содержание азота составляет 1,03 % мол.

Нефти по целому ряду свойств отличаются незначительно, заметных изменений их с глубиной не наблюдается.

Исходя из вышеизложенного, основные подсчётные параметры и отдельные показатели приняты равными:

- плотность разгазированной нефти 0,844 г/см³;
- плотность нефти в пластовых условиях 0,774 г/см³;
- объёмный коэффициент нефти 1,23;
- пластовый газовый фактор 102,1 м³/т.

Литература

1. Савченко А.П. Проект доработки нефтегазовой залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. – 2002.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
12. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 13–16.
13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Экологический мониторинг скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения в условиях интенсивного пескопроявления // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 32–34.
15. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Характеристика состояния и принципы вариативной технологии заканчивания на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 11 (190). – С. 28–36.
16. Борзов М.И. Выбор способа эксплуатации нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 58–79.
17. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 47–50.
18. Глебова Л.В., Лобова Е.М. Уникальные свойства нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Геология, география и глобальная энергия, 2017. – № 4 (67). – С. 48–52.
19. Дембицкий С.И., Катышева М.Д., Ярметов В.Е. О достоверности оценки начальной нефтенасыщенности продуктивных коллекторов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 17–21.
20. Жихор П.С. [и др.]. Применение некоторых методов факторного анализа для совершенствования технологии крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 1 (57). – С. 86–91.
21. Журавский В.В., Сергеев В.Л. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений на основе метода интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 116–118.

22. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
23. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
24. Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Осин Д.А. Комплексный подход для повышения эффективности освоения остаточных запасов нефти на примере уточнённой геологической модели Анастасиевско-Троицкого месторождения (Россия) // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 1–2. – С. 20–25.
25. Морозов Р.В. Технология ликвидации нефтяных и газовых фонтанов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 115–143.
26. Пахлян И.А., Аладьев А.П., Нитовкин Д.В. Использование кавитационных устройств для реализации технологии по удалению глинисто-песчаных пробок с забоев скважин на примере скважины № 167 Анастасиевско-Троицкого месторождения : Научный потенциал вуза – производству и образованию / сборник статей по материалам XIII Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГУ», 2018. – С. 140–148.
27. Пухарев М.Т., Коноплёв Ю.В. Геофизические критерии оценки межфлюидных контактов в нефтегазовых пластах (на примере IV-го горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Современные территориальные исследования. – 2018. – С. 7–10.
28. Савенок О.В., Бондаренко В.А. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.
29. Спичак П.А., Чебанова Е.Ф. Охрана поверхностных и подземных вод на территории Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения // Сборник статей по материалам X Всероссийской конференции молодых учёных, посвящённой 120-летию И.С. Косенко «Научное обеспечение агропромышленного комплекса». – 2017. – С. 1154–1155.
30. Хохлова Н.Ю. Анализ работы фонтанирующей скважины на Анастасиевско-Троицком месторождении // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 2. – № 1–1 (8). – С. 59–61.
31. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути её решения : Новые технологии – нефтегазовому региону / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 94–96.
32. Шнурман И.Г. Особенности формирования зоны проникновения высокопористых коллекторов (на примере Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 12. – С. 5–8.

References

1. Savchenko A.P. Project of additional development of oil and gas deposit of Anastasievsko-Troitskoye field IV horizon. – 2002.
2. Bulatov A.I. [et al]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.

7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novocherkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of oil and gas bearing prospects of pont-meotic deposits of the Coastal group of fields on the northern side of the West Kuban pro-bend // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas deposits. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 13–16.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physicochemical models and methods of the reservoir rocks state prediction // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Ecological monitoring of wells of the IV Anastasievsko-Troitskoye oilfield horizon in conditions of intensive sand show // Collection of reports of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for young people «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 32–34.
15. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Characteristics of a condition and principles of variation technology of completion on Anastasievsko-Troitskoe oilfield // Oil. Gas. Novatsii. – 2014. – № 11 (190). – P. 28–36.
16. Borzov, M.I. Choice of a way of oil exploitation of the IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing house – South, 2019. – № 1. – P. 58–79.
17. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of oil and gas saturation coefficient of reservoir collectors // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 47–50.
18. Glebova L.V., Lobova E.M. Unique properties of oil of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Geology, geography and global energy, 2017. – № 4 (67). – P. 48–52.
19. Dembitskiy S.I., Katysheva M.D., Yarmetov V.E. About reliability of an initial oil saturation estimation of the productive reservoirs at Anastasievsko-Troitskoye oilfield // Nefteprofislovnoe delost. – 2013. – № 8. – P. 17–21.
20. Zhihor P.S. [et al.]. Application of some factor analysis methods for improvement of technology of well bottomhole zone fixing of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Science and technology in gas industry. – 2014. – № 1 (57). – P. 86–91.
21. Zhuravskiy V.V., Sergeev V.L. Estimation of the recoverable reserves of the gas and gas-condensate fields on the basis of the integrated models method // Izvestia of Tomsk Polytechnic University. – 2013. – T. 322. – № 1. – P. 116–118.
22. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well flow rates // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. Dr. – Krasnodar : Publishing House - South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.
23. Kurenkov V.V. Construction of a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyn-Gapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. by Dr. T.N., Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.
24. Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Osin D.A. Complex approach to increase the efficiency of the residual oil reserves development on the example of the refined geological model of Anastasievsko-Troitskoe field // Territory Neftegaz. – 2018. – № 1–2. – P. 20–25.
25. Morozov, R.V. Technology of the oil and gas fountains liquidation at Anastasievsko-Troitskiy field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 115–143.

26. Pakhlyan I.A., Aladyev A.P., Nitovkin D.V. The use of cavitation devices for the implementation of technology for the removal of clay and sand plugs from the borehole bottoms on the example of well № 167 Anastasievsko-Troitskogo field: Scientific potential of the university – production and education / collection of articles on the materials of the XIII All-Russian Scientific Conference dedicated to the 100th anniversary of the Kuban State Technological University. – Krasnodar : FSBEI VO «Kuban State Technological University», 2018. – P. 140–148.
27. Pukharev M.T., Konoplev Yu.V. Geophysical criteria for estimation of the interfluid contacts in oil and gas formations (on the example of IV-th horizon of Anastasievsko-Troitskoye oilfield) // Modern territorial researches. – 2018. – P. 7–10.
28. Savenok O.V., Bondarenko V.A. Analysis of the known representations on the sand-projection problem // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Ex-production of hydrocarbon fields at the late stage of development. – 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.
29. Spichak P.A., Chebanova E.F. Surface and underground water protection on the territory of Anastasievsko-Troitskoye gas and oil field // Collection of articles on materials of X All-Russian conference of young scientists devoted to 120 anniversary of I.S. Kosenko «Scientific support of agroindustrial complex». – 2017. – P. 1154–1155.
30. Khokhlova N.Yu. Analysis of a flowing well operation at Anastasievsko-Troitskoe deposit // Ashirovskie readings. – 2016. – T. 2. – № 1–1 (8). – P. 59–61.
31. Chuikin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Problems of sand removal in the fields of the Krasnodar region and ways to solve it: New technologies – oil and gas region / Materials of All-Russian with international participation of scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – T. 2. – P. 94–96.
32. Schnurman I.G. Features of formation of a zone of penetration of high-altitude reservoirs (on an example of Anastasievsko-Troitskoye field) // Environment protection in oil and gas complex. – 2013. – № 12. – P. 5–8.