

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ВЫБОРА  
ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ  
АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ  
НА ПРИМЕРЕ ПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASES FOR THE CHOICE  
OF THE OPTIMAL DEVELOPMENT SYSTEM BASED  
ON THE EXPERIENCE OF DEVELOPING OF EQUIVALENT FIELDS  
USING THE EXAMPLE OF THE POLYARNOYE FIELD**

**Даценко Елена Николаевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры  
Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
aldac@mail.ru

**Орлова Инна Олеговна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры  
Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
assoletta77@mail.ru

**Авакимян Наталья Николаевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры общей математики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
avnatali@mail.ru

**Аннотация.** Увеличение добычи нефти, в первую очередь, стало возможным от ввода в эксплуатацию новых месторождений нефти, оптимизации работы действующего фонда скважин, проведения геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение притока на малодебитных скважинах; вывод из консервации скважин; проведение ремонтно-изоляционных работ на скважинах с внутрипластовыми и заколонными перетоками воды и газа. Однако важную роль в наращивании добычи нефти имеет и доразведка уже эксплуатируемых нефтяных месторождений. Наращивание объёмов добычи за счёт увеличения балансовых текущих извлекаемых запасов с учётом доразведки месторождения с экономической точки наиболее перспективна по сравнению с вводом в эксплуатацию нового месторождения, так как капитальные вложения в обустройство месторождения требуются только для реконструкции существующей системы сбора, подготовки и системы поддержания пластового давления.

**Ключевые слова:** общие сведения о месторождении; стратиграфия и тектоника месторождения; фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов; обоснование ВНК; подсчётные параметры, геологические запасы нефти и растворённого в нефти газа; анализ результатов опробования, испытания и исследований скважин и пластов.

**Datsenko Elena Nikolaevna**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor of oil and gas  
engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
aldac@mail.ru

**Orlova Inna Olegovna**

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

**Avakimyan Natalya Nikolaevna**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor  
of general mathematicians department,  
Kuban state technological university

**Annotation.** The increase in oil production, in the first place, was made possible by putting new oil fields into operation, optimizing the operation of the existing well stock, conducting geological and technical measures aimed at increasing the inflow to low-producing wells; withdrawal from well conservation; carrying out repair and insulation work in wells with in-situ and annular flow of water and gas. However, the additional exploration of already exploited oil fields has an important role in increasing oil production. Increasing production volumes by increasing the balance of current recoverable reserves, taking into account additional exploration of the field from an economic point of view, is the most promising compared to putting a new field into operation, since capital investments in developing the field are required only for the reconstruction of the existing collection, preparation and reservoir pressure maintenance system.

**Keywords:** general information about the field; field stratigraphy and tectonics; reservoir properties of reservoir rocks; rationale for oil-water contact; estimated parameters, geological reserves of oil and gas dissolved in oil; analysis of the results of testing, testing and research of wells and reservoirs.

**Общие сведения о месторождении и лицензионном участке**

Участок Северный включает два месторождения: Заполярное и Полярное, по административному делению входит в состав Ненецкого автономного округа Архангельской области (рис. 1). Административный центр округа – г. Нарьян-Мар, являющийся крупным речным и морским портом на Крайнем Европейском Севере.

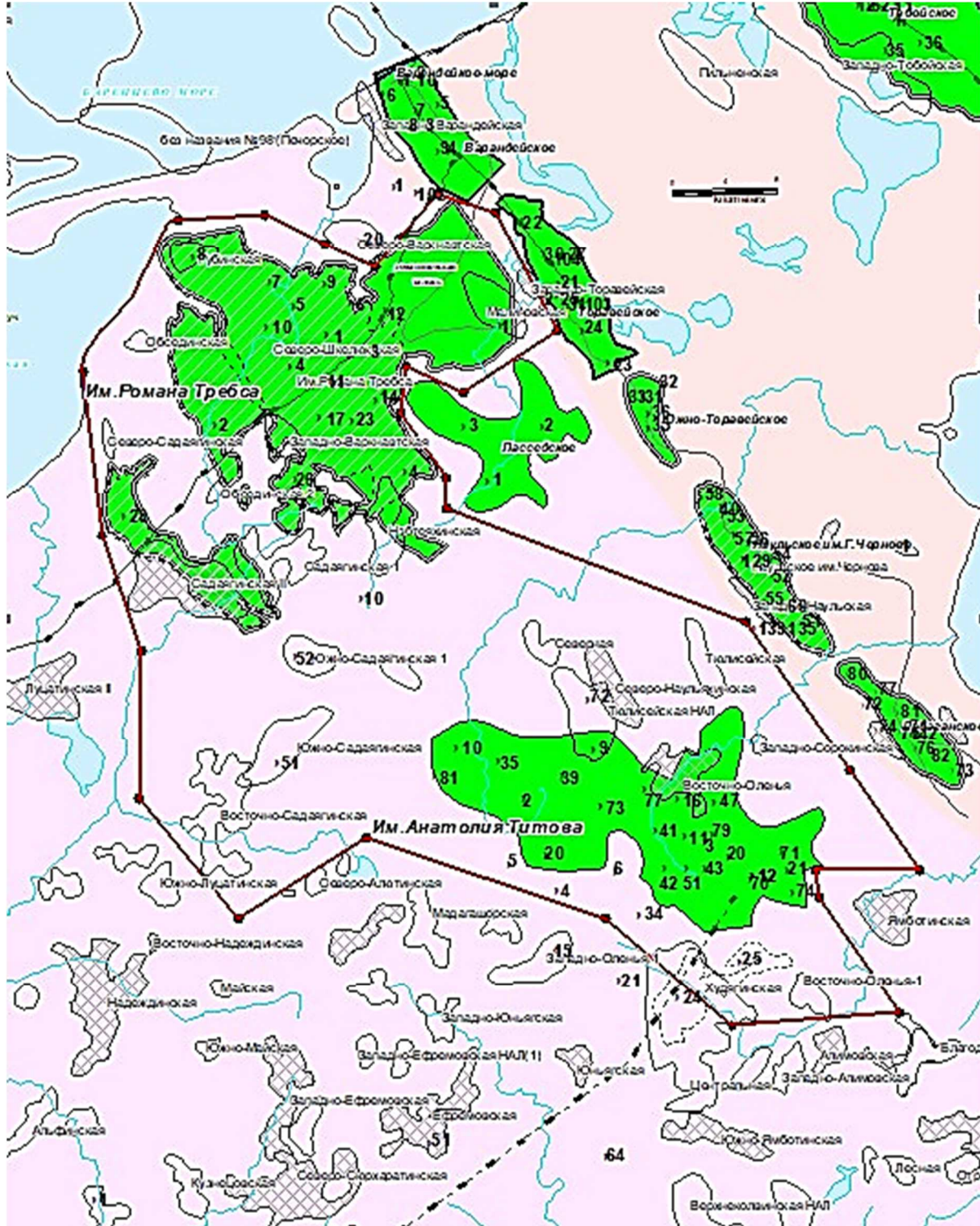


Рисунок 1 – Обзорная карта участка

Ближайшими населёнными пунктами являются пос. Медвежий, расположенный на 60 км севернее месторождения Полярное.

Ближайшие разрабатываемые месторождения: Черпаюское и Хасырейское (недропользователь ООО «Нарьянмарнефтегаз») – расположены в северо-восточном направлении от месторождений Заполярное и Полярное. На территории этих месторождений находятся вахтовые посёлки. Транспортировка нефти с них осуществляется по нефтепроводу до терминала с последующей загрузкой в танкер.

Рельеф представляет собой слегка всхолмленную равнину, сильно заболоченную, с многочисленными озёрами, изрезанную густой сетью рек и ручьёв. Абсолютные отметки колеблются от 0,7 до 180 м.

По инженерно-геологическим условиям район относится к сложным. На территории помимо таких физико-геологических явлений как оплывины, заболачивание, выветривание, речной эрозии и аккумуляции, широкое распространение получают процессы, связанные с наличием толщи ММП. Наибольшее распространение в исследуемом районе имеют криогенные процессы: морозобойное растрескивание, термокарст, сезонное и многолетнее пучение, новообразование ММП и др. Все эти процессы осложняют освоение территории. В числе важнейших задач выдвигается охрана окружающей среды. Охранные мероприятия должны осуществляться в полном объеме при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов.

### **Стратиграфия**

Осадочный чехол в пределах Хорейверской впадины представлен породами палеозойской, мезозойской и четвертичной групп (рис. 2). Осадочные отложения залегают на фундаменте венд-кембрийского возраста. В северном, восточном и южном направлениях от центра Большеземельского палеоподнятия увеличивается глубина залегания кровли фундамента, толщина и стратиграфическая полнота осадочного чехла. Изучением разрезов и их стратификацией занимались специалисты НТЦ «Архангельскгеолдобыча» и Тимано-Печорский НИЦ. При выделении стратиграфических подразделений использовались палинологические результаты, определения остракод, брахиопод, позвоночных, конодонтов.

#### ***Палеозойская группа PZ***

В составе палеозойской группы выделены ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные и пермские отложения.

##### ***Ордовикская система***

Ордовикская система представлена тремя отделами.

Нижний отдел (хореймусюрская свита) представлен красноцветными терригенными отложениями, ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, редко гравелитов. Отложения формировались в мелководном эпиконтинентальном морском бассейне. Максимальная вскрытая толщина 190 м (скважина № 15 Оленья).

Средний отдел (карадокский ярус, маломакарихинский горизонт, маломакарихинская свита) представлен в нижней части карбонатно-терригенными породами – песчаниками и алевролитами преимущественно кварцевыми с глинистым цементом, в верхней части – доломитами, содержащими прослой известняков и мергелей. Отложения формировались в условиях морской трансгрессии, в мелководной части шельфа. Толщина отложений – 43–47 м (скважина № 15 Оленья, скважина № 1 Хорейверская).

Верхний отдел подразделяется на субрегиональные горизонты и местные свиты и Усть-Зыбский горизонт (баганская свита) согласно залегает на среднеордовикских отложениях и представлен известняками и вторичными доломитами фито-зоогенными и мелкозернистыми. Малотавротинский горизонт разделяется на мукерскую и хорейверскую свиты. Мукерская свита представлена седиментационными доломитами, сульфатами и смешанными сульфатно-карбонатными породами с прослоями аргиллитов. Хорейверская свита представлена тонким переслаиванием седиментационных доломитов, сульфатов, аргиллитов. Салюкинская свита представлена преимущественно вторичными перекристаллизованными доломитами с реликтовой органогенной структурой. Общая толщина верхнеордовикских отложений изменяется от 179 до 429 м.

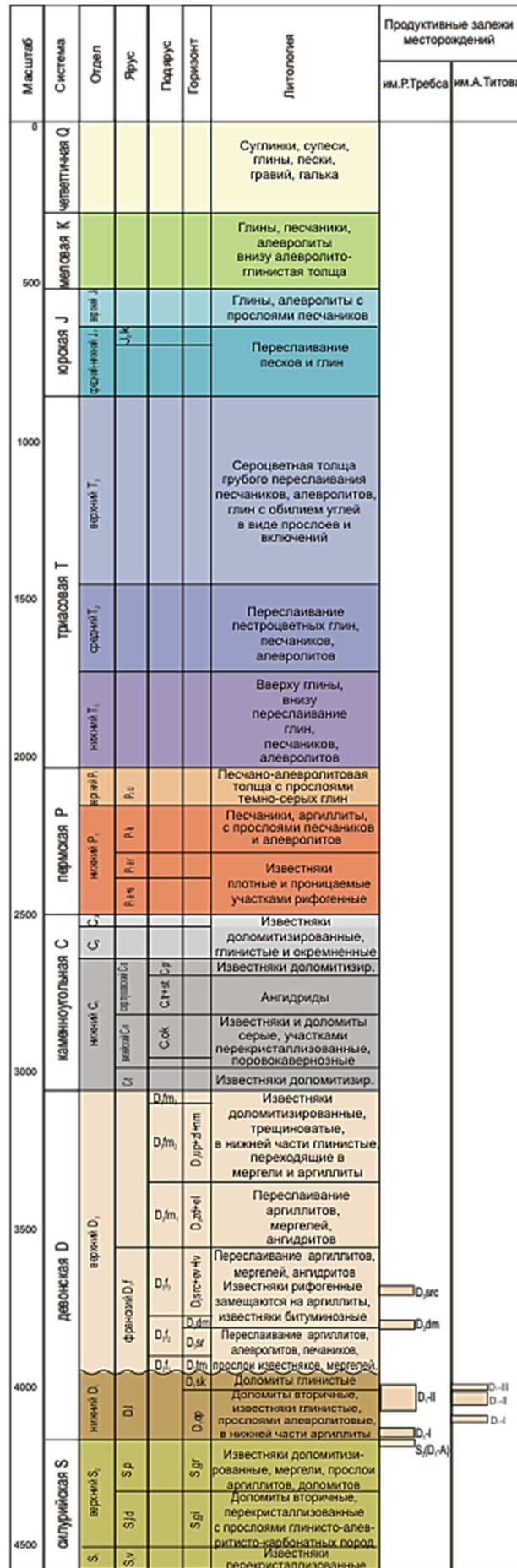


Рисунок 2 – Сводный стратиграфический разрез



### *Силурийская система*

Силурийская система представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел включает лландоверийский (джагальский и филиппельский горизонты) и венлокский ярусы. Джагальский горизонт (макарихинская свита) сложен преимущественно карбонатами (зона фаций мелководного морского шельфа): иловыми тонкозернистыми и разнотоннозернистыми доломитами, обогащёнными глинисто-алевроитовой примесью с водорослевыми прослоями. В верхней половине горизонта залегают карбонаты менее глинистые, содержащие органический детрит. Максимально вскрытая толщина джагальского горизонта (263 м) установлена на Колвинском месторождении (скважина № 1). Филиппельский горизонт (сандивейская свита) соответствует трансгрессивно-регрессивному осадочному ритму и сложен морскими карбонатами с разнообразными органическими остатками, хемогенными седиментационными доломитами и сульфатами. Толщина от 117 до 338 м. Венлокскому ярусу соответствует седьмелский горизонт (векская свита). Эти отложения формировались в условиях мелководноморского шельфа, имеют ритмичное строение и представлены известняками и вторичными доломитами, содержащими детрит брахиопод, остракод, водорослей. Толщина свиты 0–356 м. Отложения отсутствуют в центральной части палеоподнятия.

Верхний отдел включает лудловский (гердьюский горизонт) и пржидольский ярусы (гребенский горизонт). Отложения согласно залегают на нижнесилурийских карбонатах. Лудловский ярус сложен морскими шельфовыми карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями – переслаиванием глинистых известняков с мергелями и доломитами. Пржидольский ярус представлен известняками прослоями органично-детритовыми с прослоями доломитизированных мергелей. Полная толщина составляет 120–140 м. В кровле яруса в большинстве скважин Варкнавтской площади выделяется пласт вторичного доломита, с которым связана залежь нефти (пласт D1-A).

В скважине № 10 Оленья на месторождении из верхней части яруса получен промышленный приток нефти; залежь не оконтурена и на балансе не числится.

### *Девонская система*

Девонские отложения представлены нижним и верхним отделами. Предполагается развитие среднедевонских отложений в западной прибортовой части впадины.

Нижнедевонские отложения (овинпармский горизонт) залегают на верхнесилурийских породах со стратиграфическим несогласием. Они представлены переслаиванием известняков и доломитов с прослоями аргиллитов. Отложения имеют ограниченное распространение в восточной и западной бортовых зонах Хорейверской впадины, к западу нижнедевонские отложения выклиниваются. Месторождения находятся в зоне выклинивания нижнедевонских карбонатов. Мощность отложений меняется от 0 до 190 м. В их разрезах верхнесилурийские и нижнедевонские отложения имеют сходные литологическую и геофизическую характеристики. Но существует и различие, которое обусловило неодинаковое положение коллекторов.

С нижнедевонскими отложениями связан продуктивный горизонт D1. На месторождении в составе горизонта D1 выделено 3 продуктивных пласта (сверху вниз): D1-III, D1-II и D1-I, к которым приурочены залежи нефти.

Верхнедевонские отложения со стратиграфическим несогласием залегают на нижнедевонских карбонатах и включают отложения франского (тиманский, саргаевский, доманиковский, сирачойский и евлано-ливенский горизонты) и фаменского ярусов.

Франский ярус начинается нерасчленёнными тиманским (нижнефранский подъярус) и саргаевским (верхнефранский подъярус) горизонтами, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов, в различной степени глинистых и аргиллитами с редкими прослоями глинистых известняков. Толщина – 61–140 м.

Выше залегают пласты известняков, относимый к доманиковому горизонту (верхнефранский подъярус), который, несмотря на его разнофациальную характеристику, является геофизическим репером. Он представлен известняками, иногда слабуглинистыми, содержащими органический детрит и известняками глинисто-битуминозными, сформировавшимися в более глубоководных условиях. Выше залегают нерасчленённая карбонатная толща верхнефранского подъяруса (сирачойский и евлано-ливенский

горизонты). Отложения представлены карбонатными постройками, сложенными известняками светло-серыми, сферо-узурчатыми, сгустково-комковатыми, водорослевыми в различной степени перекристаллизованными и кристаллически-зернистыми, доломитизированными, с примесью органогенного детрита, неравномернопористые и кавернозные, перекрытыми аргиллитами с прослоями известняков, доломитов, алевролитов и редкими прослоями ангидритов. Толщина нерасчленённых отложений изменяется от 240 до 350 м. Фаменский ярус несогласно залегает на франских отложениях и выделяется в объёме нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

Нижний подъярус (задонский и елецкий горизонты) представлен известняками буровато-серыми, водорослевыми, сферово-комковатыми, перекристаллизованными, прослоями слабо доломитизированными. Ближе к подошве встречаются известняки плотные, крепкие, местами массивные, неоднородные за счёт прослоев и включений песчано-глинистого материала. Мощность нижнефаменских отложений изменяется от 100 м до 180 м.

Нерасчленённые средний и верхний подъярусы (усть-печорский, зеленецкий + нюмылгский горизонты) представлены толщей известняков серых, разнотернистых, участками органогенно-детритовых, доломитизированных, перекристаллизованных, плотных, крепких. В нижней части разреза присутствует пачка известняков переслаивающихся с глинами зеленовато-серыми, линзовидно-волнистыми, комковато-узловатыми, с включениями обломков брахиопод, криноидей, с зеркалами скольжения. Мощность средне- и верхнефаменского подъярусов изменяется от 270 до 370 м.

#### *Каменноугольная система*

Каменноугольные отложения Хорейверской впадины представлены нижним (турнейский, визейский и серпуховский ярусы), средним и верхним отделами.

#### *Нижний отдел*

Турнейские отложения с перерывом залегают на верхнедевонских и развиты только на севере Хорейверской впадины. В пределах рассматриваемого района они представлены известняками с подчиненным содержанием в средней и подошвенной части аргиллитов. Известняки серые, буровато-серые, органогенно-детритовые, участками доломитизированные, кремнистые со стилолитовыми швами. Аргиллиты тёмно-серые до чёрного, тонкоплитчатые. Мощность турнейских отложений в пределах месторождения меняется от 5 до 44 м.

Отложения визейского яруса со стратиграфическим несогласием залегают на турнейских образованиях и представлены, в основном, карбонатными отложениями окского надгоризонта с нерасчленёнными с ним кожжскимими образованиями в нижней части яруса.

Карбонатные отложения визейского возраста представлены чередованием известняков и доломитов. Известняки светло- и тёмно-серые, скрыто- и мелкокристаллические, плотные, монолитные, крепкие, слаботрещиноватые, слабокавернозные с включениями кальцита кристаллического, размером до 2х3 см, светло-серого, размером до 6х10 см, и чёрного глинистого материала по зернистому сколу, с единичными отпечатками фауны. Известняк местами доломитистый, переходящий в доломит. Доломиты серые, тёмно-серые до чёрного тонкозернистые, плотные, монолитные, крепкие, стилолитизированные, с включениями ангидрита светло- и тёмно-серого с голубоватым оттенком. В подошве визейских образований отмечена регионально выдержанная по площади пачка терригенных образований, в основном, представленная аргиллитами тёмно-серыми со слабо-зеленоватым оттенком, в различной степени алевролитовыми, слабо известковистыми. Мощность визейских отложений меняется от 160 до 185 м.

Отложения серпуховского яруса выделяются в объёме нерасчленённых тарусского + стешевского и протвинского горизонтов. Нижняя часть отложений – карбонатная, верхняя – сульфатно-карбонатная. Карбонатная часть разреза представлена переслаиванием доломитов и известняков. Доломиты тёмно-серые и коричневатые-серые, тонкозернистые, трещиноватые, плотные, крепкие, перекристаллизованные, встречаются стилолитовые швы. Известняки серые и тёмно-серые до чёрного, скрыто- и мелкокристаллические, плотные, крепкие, слаботрещиноватые, слабокавернозные, с включениями ангидрита светло-серого. Мощность меняется от 122 до 150 м.

Средний + верхний отделы. Литологически отложения представлены известняками и глинистыми известняками с прослоями аргиллитов. Известняки светло-серые и серые, местами окремненные, местами глинистые, участками комковато-сгустковые и перекристаллизованные, массивные, горизонтально-волнистослоистые. Слоистость обусловлена наличием глинисто-известкового материала. Наблюдаются стилолитовые поверхности, выполненные тёмно-серым глинистым материалом. Участками наблюдается трещиноватость. Трещины также выполнены глинистым материалом. По всему разрезу отмечены прослой аргиллитов тёмно-серых и зеленовато-серых, плитчатых, слюдистых, мощностью от нескольких миллиметров до 0,5 м. Мощность меняется от 140 до 180 м.

#### *Пермская система*

Пермская система представлена нижним и верхним отделами.

В нижний отдел перми входят нерасчленённые карбонатные образования ассельско-сакмарско-артинского возраста и терригенные – кунгурского яруса.

Отложения ассельского + сакмарского + артинского ярусов сложены известняками серыми, светло-серыми, органогенно-детритовыми, тонко-мелко-кристаллическими, массивными, плотными, крепкими, переходящими вверх по разрезу в серые, тёмно-серые, скрытокристаллические, неравномерно глинистые известняки. Во всех разностях пород встречаются стилолитовые швы, выполненные тёмно-серым глинистым материалом. Мощность карбонатных отложений нижней перми колеблется от 110 до 142 м.

Отложения кунгурского яруса представлены толщей аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников. Причём последние преобладают в верхней части разреза. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, плотные, плитчатые, слюдистые, местами алевритистые, с отпечатками и остатками обугленного растительного детрита (в верхней части разреза), с фауной пелеципод и брахиопод. Песчаники от светло- до тёмно-серых, от мелко- до крупно-зернистых, плотные, очень крепкие, монолитные, полимиктовые на карбонатном цементе, участками известковистые, с редкими включениями растительных остатков. Местами отмечается косая слоистость за счёт чередования песчаника и тёмно-коричневых, почти чёрных, тонких прослоев тонкодисперсной углефицированной органики. Алевролиты зеленовато-серые, разнозернистые, глинистые, плотные. Мощность кунгурских отложений меняется от 80 м до 135 м.

Разрез верхней перми сложен нерасчленённой на ярусы толщей переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, плотные, плитчатые, слюдистые, местами хрупкие с зеркалами скольжения, с прослоями углей, с обилием отпечатков обуглившегося растительного детрита, реже фауны пелеципод. Алевролиты тёмно-серые и серые с зеленоватым оттенком, слюдистые, полимиктовые, частично слабоизвестковистые, различной крепости и плотности. Песчаники от серых до тёмно-серых и зеленовато-серых, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовые, слюдистые, разной плотности и крепости, участками глинистые. Встречается обилие фауны. Мощность меняется от 200 до 275 м.

#### **Мезозойская группа MZ**

В состав группы входят отложения триасовой, юрской и меловой систем.

#### *Триасовая система*

Триасовая система представлена нижним (чаркабожская и харалейская свиты), средним (ангуранская свита) и верхним (нарьянмарская свита) отделами.

Триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях верхней перми. В основании их (чаркабожская свита) залегают песчаники зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые, плотные, крепкие, с включениями окатанных обломков глин и галек кремней. Выше по разрезу они сменяются толщей глин с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников. Глины аргиллитоподобные вишнёво-коричневые и серо-зелёные, плотные, крепкие, местами пластичные, иногда слюдистые, участками алевритистые, с отпечатками растительного детрита. Алевролиты зеленовато-серые, разнозернистые, хорошо отсортированные, полимиктовые. Песчаники зеленовато-серые, разнозернистые, полимиктовые, слюдистые, различной крепости, массивные, местами отмечена горизонтальная и слабонаклонная микрослоистость за счёт чередования тёмных аргиллитов. Мощность чаркабожской свиты от 230 до 260 м.

Отложения харалейской свиты представлены глинами, аргиллитами и песчаниками. Глины и аргиллиты в основном красно-бурые, реже зелёные, комковатые, неравномерно-алевритистые, оскольчатые, слюдистые, с ходами илоедов. Песчаники зеленовато-серые и серые, от мелко- до крупно-зернистых, полимиктовые, плотные и слабосцементированные, массивные. Мощность меняется от 32 до 85 м.

Отложения ангуранской свиты представлены толщей переслаивания глин с песчаниками и алевролитами. Глины кирпично- и буровато-коричневые, бледно-фиолетовые с охристыми и зелёными пятнами, комковатые, тонкоотмученные, с прослоями алевролитов зеленовато-серых, мелко-, среднезернистых, крепких. Песчаники серые, зеленовато-серые, средне-крупнозернистые, слюдистые, полимиктовые, плотные, местами рыхлые, с редкими включениями в виде линз угля чёрного, со следами растительного детрита. Алевролиты зеленовато-серые, разнозернистые, полимиктовые. Мощность от 105 до 170 м.

Отложения нарьянмарской свиты представлены сероцветной толщей переслаивания глин, песчаников и алевролитов. Глины тёмно-зеленовато-серые, аргиллитоподобные, тонкоотмученные, слюдистые, с раковистым изломом, с частыми плоскостями скольжения, покрытыми грубой параллельной штриховкой, участками линзовидностойкие за счёт присыпок песчанистого материала, с обугленными растительными остатками. Песчаники зеленовато-серые, полимиктовые, разнозернистые, участками слабоглинистые и слабоизвестковистые, массивные, участками косослойные за счёт обильных примесей глинистого материала, слабосцементированные. Отмечаются редкие уплощенные гальки тёмно-серой глины. Алевролиты зеленовато-серые от сильно глинистых до сильно песчаных. Мощность изменяется от 480 до 550 м.

#### *Юрская система*

Отложения юрской системы выделяются в объёме нерасчленённых нижнего + среднего и верхнего отделов. Нижний + средний отделы представлены толщей песчаников с подчинёнными прослоями глин и алевролитов. Песчаники серые до светло-серых со слабым зеленоватым оттенком, мелкозернистые, полимиктовые, слюдистые, рыхлые, с единичными гальками кремня, с многочисленными обугленными растительными остатками. Редкие прослои глин тёмно-серых, серых, тонкоотмученных, с многочисленными обугленными растительными остатками по плоскостям наслоения. Алевролиты серые, мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, массивные, реже слоистые. Мощность от 280 до 330 м.

Отложения верхнего отдела представлены переслаиванием глин и алевролитов в верхней части разреза и переслаиванием глин и песков в нижней части разреза. Глины тёмно-серые, слабоалевритистые, известковистые, глауконитовые, прослоями переходящие в мергели чёрные, глинистые, плитчатые. Алевролиты серые, мелкозернистые, массивные, участками известковистые. Пески серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно известковистые. Мощность колеблется от 125 до 150 м.

#### *Меловая система*

Меловая система выделяется в объёме нижнего отдела. Литологически она сложена толщей неравномерного переслаивания песков, глин и алевролитов. Пески серые, мелко-, реже средне- и крупнозернистые, кварцполевошпатовые, с примесью гравия и гальки. Глины тёмно-серые, участками зелёные с глауконитом, неравномерно алевритистые, переходящие в алевролиты, участками перемятые. Алевролиты серые, зеленовато-серые, глинистые, слабоизвестковистые, мелко-, среднезернистые, полимиктовые. Мощность колеблется от 310 до 380 м.

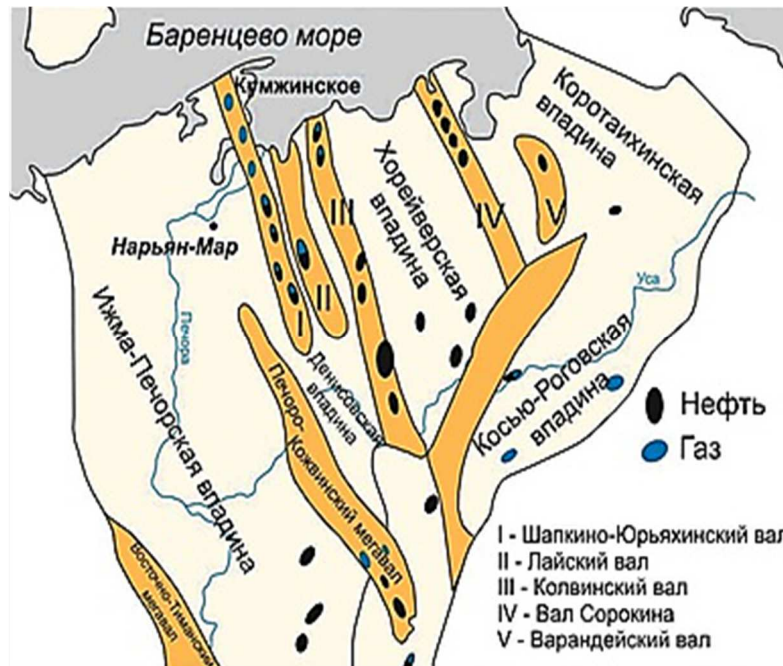
#### *Кайнозойская группа KZ*

Кайнозойский разрез представлен отложениями четвертичной системы, которые со стратиграфическим несогласием залегают на нижнемеловых осадках. В процессе инженерно-геокриологической и гидрогеологической съёмки в пределах месторождения пробурен ряд инженерно-геологических и гидрогеологических скважин, вскрывших четвертичные отложения на разную мощность. В целом для рассматриваемого блока характерна значительная мощность четвертичных отложений (от 244 до 370 м), пёстрый литологический состав, широкое распространение многолетнемерзлых пород (ММП).



**Тектоника**

Месторождение приурочено к крупному Хорейверскому блоку, включающему одноимённую впадину платформенного чехла и ряд более мелких структурных элементов (рис. 3).



**Рисунок 3** – Тектоническая схема Хорейверской впадины

Хорейверский блок в общем плане соответствует Большеземельскому выступу фундамента, вытянутому в северо-западном направлении на расстояние свыше 280 км при ширине 130–150 км. Его естественными границами являются: с юго-запада – Колвинская, на юго-востоке – Восточно-Хорейверская (гряды Чернышёва), с северо-востока – Варандейская системы глубинных разломов (рис. 4). Северный склон Большеземельского свода террасовидными уступами понижается в сторону Печорского моря и неглубокой седловиной отделяется от Садаггинского поднятия, располагающегося почти полностью в пределах акватории. Глубины поверхности фундамента в пределах Хорейверского блока колеблются от 4 км в сводовой южной части до 6 км по периферии поднятия. Вершина и прилегающие склоны Большеземельского свода осложнены малоамплитудными нарушениями, образующими сеть разломов северо-западного, субширотного и северо-восточного простираний. На вершине свода сейсморазведкой и бурением установлены локальные выступы фундамента, отвечающие, как правило, наиболее резким поднятиям осадочного чехла. В осадочном чехле по наличию региональных перерывов и структурных несогласий выделяются ордовикско-нижнедевонский (нижний), среднедевонско-триасовый (средний) и юрско-антропогеновый (верхний) структурные ярусы.



**Рисунок 4** – Геолого-геофизический разрез по профилю 15-РС вквост северной части Тимано-Печорской плиты

Большеземельский свод, как крупное погребенное поднятие, хорошо выражен по фундаменту и нижнему палеозою. Наблюдается несоответствие в строении ордовикско-нижнедевонского и вышележащих структурных ярусов. Верхнедевонские отложения с глубоким размывом перекрывают различные горизонты нижнего девона и силура, облекая наследуемый от поверхности фундамента Большеземельский свод. На месте погребённого свода по верхнедевонским и более молодым отложениям устанавливается Сандивейская группа поднятий, а на более низких гипсометрических отметках – Колвави-совская и Садаёгинская ступени.

В палеозое Большеземельский свод развивался как конседиментационное поднятие с минимальными мощностями в присводовой части и максимальными на бортах. Наиболее контрастно сводовое поднятие проявлено в ордовикско-нижнедевонском структурном ярусе, где его амплитуды достигали максимальных значений 800–900 м. К верхнедевонско-триасовому этапу формирования чехла, амплитуды поднятия значительно уменьшились до 300–400 м, по-видимому, за счёт предверхнедевонского размыва. Зоны максимального погружения фундамента расположены на юге, востоке и северо-востоке свода (рис. 5).

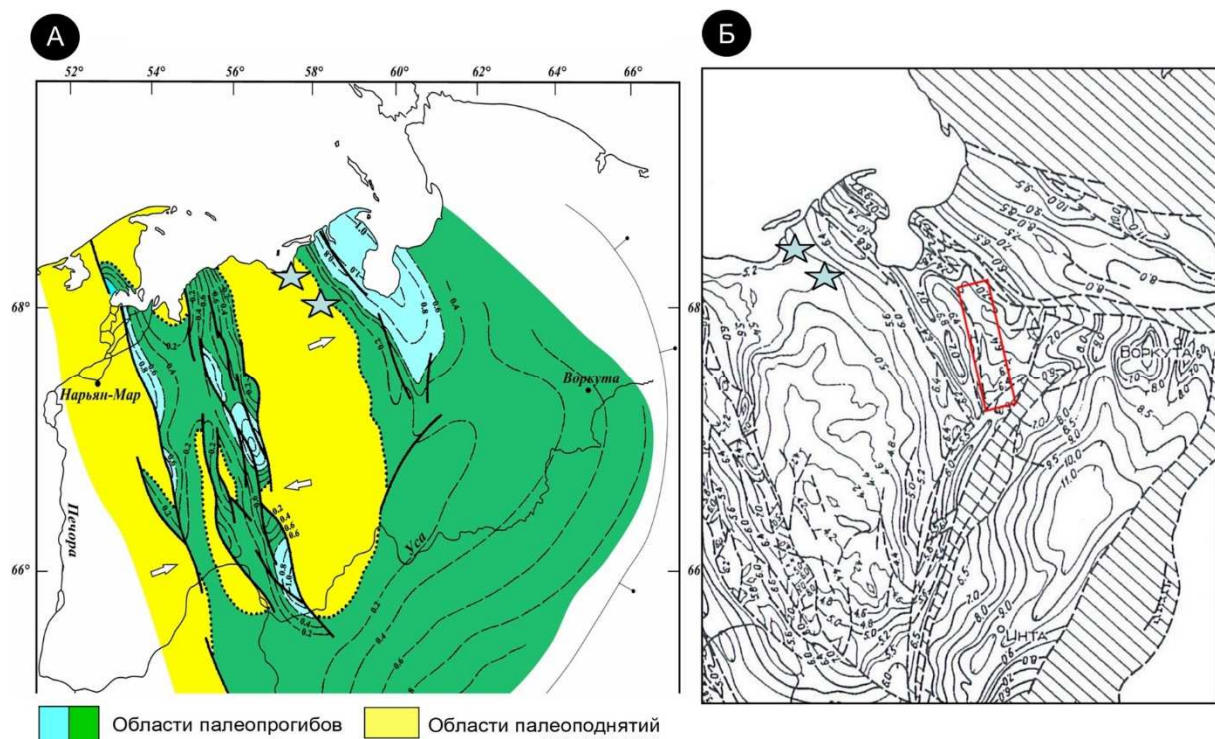


Рисунок 5 – Палеотектоническая карта подошвы верхнего девона (А) и структурная карта по подошве осадочного чехла (Б)

На месторождении широко развиты разрывные нарушения северо-западного простирания (рис. 6).

На месторождении эта система разломов чётко проявляется в ордовикско-нижнедевонском структурном этапе. Разломы нижнего чехла сопряжены с разрывными нарушениями фундамента. Большинство структур чехла соответствует выступам фундамента, реже они носят инверсионный характер, наследуя участки опущенных блоков. В целом структура месторождения может быть представлена как многокупольная сложнопостроенная асимметричная антиклинальная складка северо-западного простирания размером по отражающему горизонту IV в силурийских отложениях 33x24 км при амплитуде 200 м. Восточное крыло антиклинальной структуры по поверхности верхнего силура осложнено сбросовыми разломами и флексурами. В пределах месторождения это крыло круто погружается на восток в сторону Варандейской системы глубинных разломов, являющихся восточной границей Хорейверского блока. По-видимому, в раннепалеозойскую эпоху осадконакопления глубинные разломы северо-западного направления служили

конседиментационными сбросами, определившими общий региональный наклон седиментационной поверхности к востоку. В инверсионный этап развития под влиянием тектонических напряжений со стороны Урала и Пай-Хоя, структура осадочного чехла в области влияния глубинных разломов была преобразована в сложную систему чередующихся дизъюнктивных валов и разделяющих их впадин. Таким образом, оба месторождения с хорошо развитыми разломами северо-западного простирания, находятся в области тектонического влияния Варандейской системы глубинных разломов. При корреляции отложений отчётливо видно, что на восточном склоне Большеземельского палеоподнятия мощность и стратиграфическая полнота разреза овинпармского горизонта последовательно сокращаются к западу в сторону сводовой части поднятия. Это происходит не только за счёт эрозии верхних интервалов разреза палеозойских отложений, но и в результате конседиментационного выпадения базальных пластов в условиях клиноформного залегания.

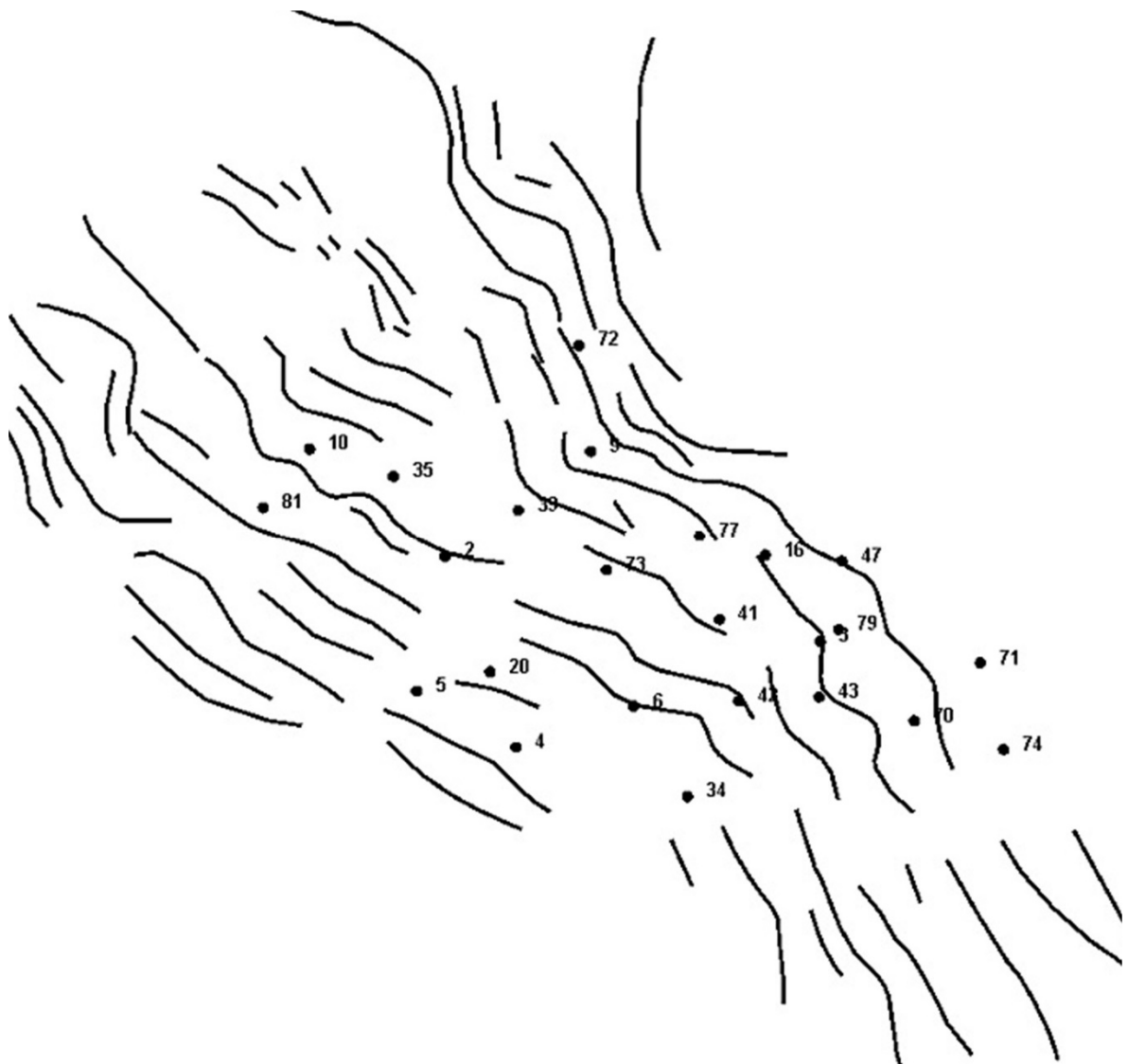


Рисунок 6 – Схема разломов ордовикско-нижнедевонского структурного яруса месторождения

Для северо-западных нарушений характерна прерывистость и дугообразность в плане, что даёт возможность прогнозировать сопряжённую с ними систему субширотных разломов сдвигового характера. Сдвиговая природа разломов позволяет предполагать развитие в ордовикско-нижнедевонском чехле вдоль этих разломов складок присдвигового типа, которые могли играть не только активную структурообразующую роль, но и оказывать существенное влияние на морфологические особенности приразломных локальных поднятий с различной интенсивностью роста.

Верхней границей ордовикско-нижнедевонского структурного этажа является поверхность предсреднедевонского несогласия, выше которой залегают трансгрессивные тиманско-саргаевские терригенные отложения, совпадающие в структурном плане с поверхностью нижнего девона. Подошва верхнефранских доманиковых отложений, судя по отражающему горизонту III<sub>f</sub>1, в целом наследует морфологию кровли нижнего структурного яруса. Доманиковые отложения отвечают конденсированной части разреза, и их подошва может быть принята за поверхность максимального затопления.

В наддоманиковой части верхнефранского разреза основные структурные формы имеют изометричный характер и связаны с наличием органогенных построек. На аккумулятивной шельфовой террасе восточного склона Большеземельского поднятия зарождались и эволюционировали биогермные постройки сирачойского времени, образующие вытянутый в северо-западном направлении рифовый пояс. На месторождении выявлен целый ряд рифовых массивов – Олений, Восточно-Хорейверский, Юньягский, Тюлисейский, Ямботинский, перспективы нефтеносности которых ещё предстоит выяснить.

### **Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов**

Большая часть исследований, описанных ниже, была проведена до покупки компанией лицензии на владение участком, поэтому не было возможности проверить данные и они приводятся в качестве информации.

#### *Пористость*

В целом пористость отложений верхнего силура – нижнего девона изучена на 1803 образцах керна, в том числе на 1684 образцах стандартного размера и кусочках и на 119 образцах большого размера диаметром 80-100 мм при длине образцов от 80 мм и более.

Как показали результаты исследований, пористость рассматриваемых отложений характеризуется сравнительно небольшими величинами. Распределения пористости отложений лохковского яруса по стандартным большим образцам показывают, что основная масса определений имеет пористость до 4–8 %, составляя в среднем 2,6 % по стандартным образцам и 4,5 % по большим образцам. Расхождение в пористости, определённой по большим и стандартным образцам, связано с неравномерным развитием в породах каверн, трещин и пор вторичной доломитизации. Действительно, при измерении пористости на больших образцах керна учитывается и доля каверн, крупных пор и трещин, хаотично развитых в породе, в то время как в стандартных образцах, размер которых значительно меньше (30×40 мм), учитывается в основном емкость матрицы и, очевидно, часть пор вторичной доломитизации.

Продуктивный пласт D1-II. В целом по продуктивному пласту D1-II было выявлено 530 определений пористости на стандартных образцах и 68 определений в образцах большого размера. Максимальное значение пористости по пласту соответствует 21,6 %, но как следует из распределений, большая часть исследованных образцов имеет пористость до 6-8 %, составляя в среднем 4,4 % по стандартным образцам и 5,9 % по большим образцам.

Продуктивный пласт D1-I. По продуктивному пласту D1-I было выполнено 159 определений пористости на стандартных образцах керна и 8 определений на больших образцах. Максимальное значение пористости достигает 14,9 %. Согласно приведённым распределениям, основная масса определений имеет пористость до 4–7 %, составляя в среднем 2,2 и 4,7 % соответственно по стандартным и большим образцам.

Таким образом, анализ распределений пористости по стандартным и большим образцам показывает, что средняя пористость больших образцов керна превышает значения пористости стандартных образцов примерно на 2,0 % (абс.). Учитывая особенности строения коллектора, определение граничных значений пористости и проницаемости, как это принято в основном для порового типа коллектора, в данном случае не представляется возможным, так как во многом эти значения будут зависеть от величины матричной пористости и её соотношения с ёмкостью вторичного пустотного пространства. Последнее означает, что породы с меньшими значениями пористости могут содержать и отдавать нефть, если доля матричной пористости в них не велика, а породы с более высокими значениями пористости могут быть не коллекторами, если вся пористость (ёмкость) представлена матричной пористостью.

### *Проницаемость*

В целом проницаемость отложений лохковского яруса нижнего девона была изучена на 896 образцах керна, в том числе на 808 образцах стандартного размера на 88 образцах большого размера. Приведены распределения проницаемости, которые показывают, что подавляющая часть стандартных образцов имеет проницаемость менее 1 мД, и напротив, основная масса больших образцов имеет проницаемость свыше 1 мД, составляя в среднем соответственно 0,08 и 11,5 мД.

Пласт D1-II. По продуктивному пласту D1-II выполнено 241 определений проницаемости на стандартных образцах и 56 определений на образцах керна большого размера. Значения проницаемости по стандартным образцам варьируют от сотых долей до 107,5 мД, составляя в среднем 0,12 мД, по большим образцам – от десятых долей до 641 мД, составляя в среднем 9,1 мД. Согласно распределениям, в первом случае основная масса определений имеет проницаемость менее 1 мД, во втором случае более 1 мД.

Пласт D1-I. По продуктивному пласту D1-I проницаемость изучалась на 76 стандартных образцах и на 4 больших образцах керна. По стандартным образцам проницаемость изменяется от сотых долей мД до 38,6 мД, составляя в среднем 0,11 мД, по большим образцам от 10,4 до 106 мД, составляя в среднем 31,8 мД (распределение не приводится).

Таким образом, анализ распределений проницаемости показывает, что средние значения проницаемости по большим образцам более чем на 2 порядка превышают значения проницаемости стандартных образцов. Вместе с тем следует отметить, что приведенные средние значения проницаемости по продуктивным пластам не отражают в полной мере фильтрационных характеристик пород, ввиду значительных объёмов выполненных исследований по большим образцам. Результаты испытаний скважин говорят о том, что породы-коллекторы обладают значительно большим фильтрационным потенциалом (дебиты нефти по скважинам составляют десятки и сотни кубов в сутки) по сравнению с приведенными данными керновых исследований. Результаты же определений проницаемости по стандартным образцам характеризуют в основном матричную проницаемость пород, которая, как следует из распределений, в подавляющем большинстве составляет сотые и десятые доли мД.

Из соотношения проницаемости и пористости следует, что выраженных связей между рассмотренными параметрами не наблюдается. Это обстоятельство подтверждает сложное строение пород-коллекторов, обусловленное неравномерным (хаотическим) развитием трёх составляющих пустотного пространства, и указывает на невозможность определения граничного значения пористости для данного коллектора.

График зависимости пористости и проницаемости нижнедевонских отложений по пачкам показан на рисунке 7.

### *Остаточная нефте- и водонасыщенность пород-коллекторов*

Остаточная нефтенасыщенность пород-коллекторов определялась на 30 образцах керна из подошвенной части пласта D1-II скважины № 14. Значения её варьируют от 0,3 до 14,5 %, составляя в среднем 5,1 %. Выраженной закономерности между остаточной нефтенасыщенностью и ФЕС пород не отмечается.

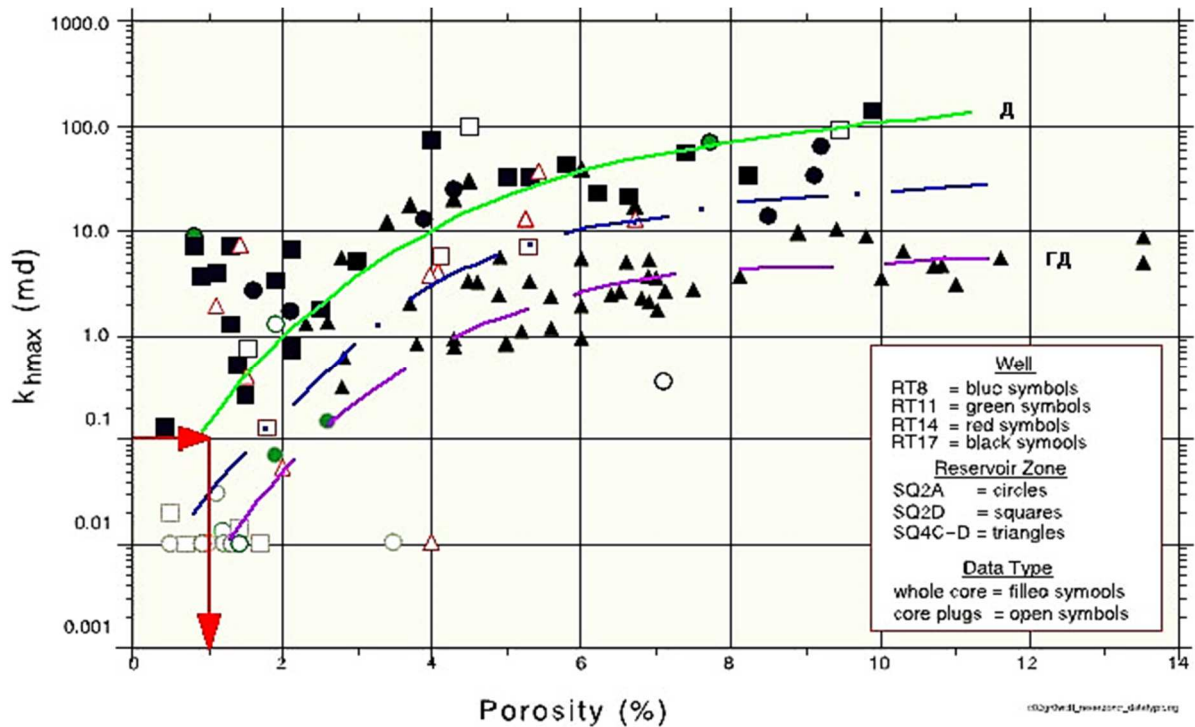
Остаточная водонасыщенность Ков пород-коллекторов моделировалась методом центрифугирования. Всего по отложениям лохковского яруса нижнего девона было выполнено 420 определений остаточной водонасыщенности, значения её изменяются от 36 до 97,7 %.

*Продуктивный пласт D1-II.* По пласту D1-II остаточная водонасыщенность определялась на 145 образцах керна стандартного размера, значения её варьируют от 43,7 до 98,6 % при пористости от 1,6 до 12,0 % и составляют в среднем 82,6 %.

*Продуктивный пласт D1-I.* Остаточная водонасыщенность определялась на 19 образцах керна стандартного размера, величина её изменяется от 40,6 до 90 % при пористости от 0,8 до 5,4 % и составляет в среднем 68,0 %.

После изучения соотношения остаточной водонасыщенности и пористости для пород-коллекторов вышеуказанных пластов, выраженной зависимости между указанными параметрами не установлено.





**Рисунок 7** – График зависимости пористости и проницаемости нижнедевонских отложений по пачкам (по Еххон, дополнено): скважины: RT8 – синим, RT11 – зелёным, RT14 – красным, RT17 – чёрным; продуктивные интервалы: SQ2A – круги, SQ2D – квадраты, SQ4C-D – треугольники; тип данных: закрашенные символы – по полному керну, незакрашенные – по выборкам

Таким образом, из приведённых данных следует, что остаточная водонасыщенность, смоделированная методом центрифугирования, имеет высокие значения, примерно одинакова для всех продуктивных пластов и отражает в основном насыщенность матрицы пород-коллекторов. При этом следует отметить, что первые годы разведки месторождения массовые определения остаточной водонасыщенности проводились по скважинам с низким выносом керна, более разуплотненные участки не выносились. Кроме того, выпиливание цилиндров для исследований производится, как правило, из более устойчивой части керна.

Кроме массовых определений остаточной водонасыщенности, по заказу компании «TIMAN PECHORA COMPANY» во ВНИИнефти на специально подобранной заказчиком коллекции, состоящей из 10 больших образцов керна из скважины № 8 (пласты D1-I) и скважины № 17 (пласт D1-II), были проведены специальные исследования остаточной водонасыщенности, кривых капиллярного строения и относительной проницаемости пород-коллекторов. Большинство образцов, согласно макроскопическому описанию, были пористыми мелко-кавернозными, т.е. на исследование был предоставлен керн из тех частей разреза, где наиболее интенсивно проявились вторичные процессы доломитизации и выщелачивания, приведшие к образованию крупных пор вторичной доломитизации и мелкой кавернозности.

Во ВНИИнефти из каждого большого образца были выпилены по два цилиндра: один размером 2,5×2,5 см, второй диаметром 5 см и длиной 7,5 см. На маленьких цилиндрах определялась остаточная водонасыщенность методом центрифугирования и рассчитывались кривые капиллярного давления по методу Тульбовича и по уравнению Хасслера-Брунера. На больших цилиндрах измерялись относительные проницаемости.

Результаты выполненных исследований показали, что остаточная водонасыщенность для этих образцов имеет гораздо меньшие значения и варьирует (за исключением одного образца) от 12,2 до 35,7 % при пористости от 6,8 %, составляя в среднем 20 %. Т.е. полученные значения вполне соответствуют нормальному порово-каверновому типу коллектора, что прекрасно подтверждается кривыми капиллярного давления по чётко выраженному перегибу, но развитие таких зон в разрезе носит неравномерный (хаотичный) характер, в результате чего отмечается анизотропия даже в пределах одного большого образца керна.



Таким образом, имеющиеся исследования керн позволяют сделать вывод о наличии на месторождениях сложнопостроенных коллекторов, с высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Причиной тому кроме первичной фациальной неоднородности отложений, послужили также постседиментационные преобразования, повлекшие как ухудшение, так и улучшение коллекторских свойств. В свою очередь, тектонические деформации привели к появлению обширной сети трещин, от микро- до макроуровня, которые установили намного большую связанность резервуара и способствовали развитию кавернозности. Исследованные образцы керн говорят о высокой анизотропии свойств, даже в пределах одного образца. Пористость во многом зависит от присутствия в породе каверн, при этом в некоторых образцах общая доля каверновых пустот достигает 50 %. Образцы керн на которых были найдены длинные связанные трещины, обладали намного большей проницаемостью, чем те, на которых трещины отсутствовали или были мелкими и прерывистыми. Проницаемость, таким образом, фактически, является функцией трещиноватости. Важно отметить, что проницаемость, замеренная на больших образцах, на два порядка превышает ту, которая измерялась на стандартных. Это связано со значительным количеством трещин, выявляемых на больших образцах. При этом даже большие образцы не отражают истинной проницаемости, которая наблюдается при опробовании скважин.

Однако при достаточно большом количестве имеющейся обработанной информации, фактического материала, который в будущем можно было бы дополнить новыми исследованиями явно недостаточно. Многие выводы заимствованы или же сделаны по аналогам. Это потребует в дальнейшем дополнительных исследований керн, шлифов и т.д. и их комплексной обработки и анализа.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения представлена в таблице 1.

**Таблица 1** – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения

| Параметры  | Месторождение                                |          |          |
|--|--|----------|----------|
|  | Пласт  |          |          |
|  | D1-I   | D1-II    | D1-III   |
| Тип залежей  | пластовые, стратиграфические, экранированные |          |          |
| Тип коллектора   | трещинно-кавернозно-поровый                  |          |          |
| Средняя глубина залегания, м   | 3834,2                                       | 3834,6   | 3858,9   |
| Средняя общая толщина, м   | 30,3   | 40,2     | 23,3     |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м   | 16,9   | 12,4     | 12,1     |
| Пористость, доли ед.   | 0,07   | 0,05     | 0,06     |
| Нефтенасыщенность, доли ед.  | 0,79   | 0,71     | 0,80     |
| Проницаемость по гидродинамическим исследованиям: керн / ГДИ, $10^{-15} \text{ м}^2$ | 1–2,5 / 2–1261                               | – / 4–93 | – / 4–18 |
| Пластовое давление, МПа  | 42   | 42       | 41,7     |
| Пластовая температура, °С  | 87,9   | 82       | –        |
| Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>   | 771,5  | 771,5    | 771,5    |
| Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>                                    | 832,1  | 858,2    | 872,7    |
| Объемный коэффициент, доли ед.   | 1,194  | 1,194    | 1,194    |
| Содержание смол, % вес   | 3,8  | 4,9      | 5,1      |
| Содержание асфальтенов, % вес  | 3,0  | 7,5      | 7,1      |
| Содержание парафинов, % вес  | 9,3  | 8,5      | 13,9     |
| Содержание серы, % вес   | 0,4  | 0,4      | 0,5      |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с  | 2,13   | 2,13     | 2,13     |
| Давление насыщения, МПа  | 10,4   | 10,4     | 10,4     |
| Газосодержание, нм <sup>3</sup> /т   | 75,47  | 73,18    | 71,96    |

### **Обоснование ВНК**

На Полярном месторождении водонефтяные контакты по всем подсчётным объектам определены на диапазоне абсолютных отметок от – 3903,0 м до – 3906,0 м. Определение ВНК проведено с учётом результатов опробования скважин и результатов интерпретации ГИС.

Водонефтяной контакт по залежи 1 подсчётного объекта D1-I принят на отметке – 3906,0 м, что подтверждается результатами опробования скважины № 16, по которой на глубине 3892,5–3902,5 м получен приток нефти с дебитом 32 м<sup>3</sup>/сут., а на глубине 3892,5–3918,5 м – приток нефти с водой 215 м<sup>3</sup>/сут.

По залежи подсчётного объекта D1-II ВНК принят на абсолютной отметке – 3906,0 м. Принятая отметка определена по результатам испытания в скважине № 71, в которой помимо интервалов давших притоки чистой нефти установлены интервалы с притоком воды с плёнкой нефти на глубинах незначительно ниже ВНК.

Для залежи D1-III ВНК принимается на отметке 3906,0 м. Залежь ограничивается линией водонефтяного контакта на северо-западе.

### **Подсчётные параметры, геологические запасы нефти и растворённого в нефти газа**

Оленья структура, в пределах которой открыто Полярное месторождение, выявлена в 1980 году, подготовлена для глубокого бурения по отложениям верхнего девона и силура сейсморазведочными работами МОГТ масштаба 1:50000 в 1983 году, передана в глубокое бурение в 1985 году. Структура введена в поисковое бурение в 1986 году, месторождение открыто в 1987 году поисковой скважиной № 20. По величине запасов нефти относится к категории крупных, по геологическому строению – к месторождениям со сложным строением, характеризующимся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу.

На Государственном балансе полезных ископаемых числятся запасы нефти и растворённого газа по трём залежам в отложениях нижнего девона. Запасы углеводородного сырья Полярного месторождения прошли защиту в ЦКЗ РФ.

### **Анализ результатов опробования, испытания и исследований скважин и пластов**

Месторождение Полярное не разрабатывалось, поэтому приводим только данные о результатах опробования пробуренных скважин. На месторождении пробурено 26 скважин, проведено 142 испытания / опробования, из них 101 объекта в процессе бурения в необсаженном стволе и 41 – в эксплуатационной колонне.

Опробование объектов в необсаженном стволе производилось испытателями пластов на бурильных трубах последовательно сверху-вниз с установкой пакеров в кровле интервала с опорой на забой.

Исследования в эксплуатационной колонне производились через насосно-компрессорные трубы: после перфорации для возбуждения притока производили смену глинистого раствора на техническую воду с последующим снижением уровня воды в колонне с помощью компрессора. После вызова притока из пласта забойная зона скважины очищалась путём компрессирования – при непереливающихся притоках, либо обработки скважины по трубному и затрубному пространствам (попеременно) через большие штуцера до 25 мм, либо по затрубному через открытый выкид.

В зависимости от характера работы пласта исследование его продуктивной характеристики проводилось либо по прослеживанию уровня, либо при фонтанировании при работе скважины на нескольких режимах с регистрацией кривой восстановления давления.

Прослеживание уровня, как правило, проводилось в течение суток и более до установления, по возможности, его статического положения. Расчёт суточного дебита при этом выполнялся для каждого замеренного динамического положения уровня.

При режимных исследованиях фонтанирующих объектов стабильность работы скважин определялась установившимися давлениями в трубном и затрубном пространстве. Количество режимов исследования, диаметр штуцеров и продолжительность работы на каждом режиме устанавливались в зависимости от потенциальных продуктивных возможностей пласта.

В процессе испытания скважин использовались методы интенсификации притоков. В некоторых случаях интенсификационные методы применялись до освоения скважин, поэтому судить об их эффективности не представляется возможным. Основным агентом при закачке является соляная кислота, в основном, 12 %-ной концентрации. Объём её закачки обычно не превышал 6 м<sup>3</sup>.

Продуктивность испытанных объектов связана с отложениями нижнего девона.

Нижний девон (лохковский ярус нижнего девона (пласт Д1-I, пласт Д1-II, пласт Д1-III)).

Испытание пластов нижнего девона проведено в 102 интервалах в 24 скважинах. Из 45 интервалов (18 скважинах) получен приток нефти средним дебитом 89 м<sup>3</sup>/сут. Максимальный дебит 790 м<sup>3</sup>/сут. получен из интервала 3918–3945 м в скважине № 20. Приток воды получен из 7 интервалов (6 скважин), средний дебит воды – 116 м<sup>3</sup>/сут. Из пяти интервалов (скважины №№ 35, 71 и 74) получен приток воды с нефтью со средним дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут. В 44 случаях притока не получено. В том числе 15 исследований (10 скважинах) проведены совместно с другим пластом, получены притоки нефти, воды и смешанные притоки нефти с водой, а также в 6 исследованиях притока не получено.

По результатам обработки ИД и КВД средняя удельная продуктивность составляет 0,18 м<sup>3</sup>/(сут. · атм. · м), средний коэффициент проницаемости 0,129 Д (минимум – 0,009 мД в скважине № 3, максимум – 1,261 мД в скважине № 20). Пластовое давление составило в среднем 425 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура – 88 °С.

Кроме испытаний пластов нижнего девона проведено исследования на вышележащие пласты. Общее число испытаний составляет 42 исследования в 18 скважинах, из них в двух скважинах (4 исследования) получен приток нефти с дебитом 17 м<sup>3</sup>/сут. в скважине № 3 из интервала 3977-3998 м и с дебитом 3,4 м<sup>3</sup>/сут. в скважине № 5 из интервала 2023–2028 м, в четырёх (скважины №№ 20, 25, 34 и 42) получен приток воды с признаками углеводородов. В скважине № 10 получен приток газа из интервала 1986–2077 м. В 17 исследованиях (9 скважинах) получен приток воды и в 15 случаях притока не получено.

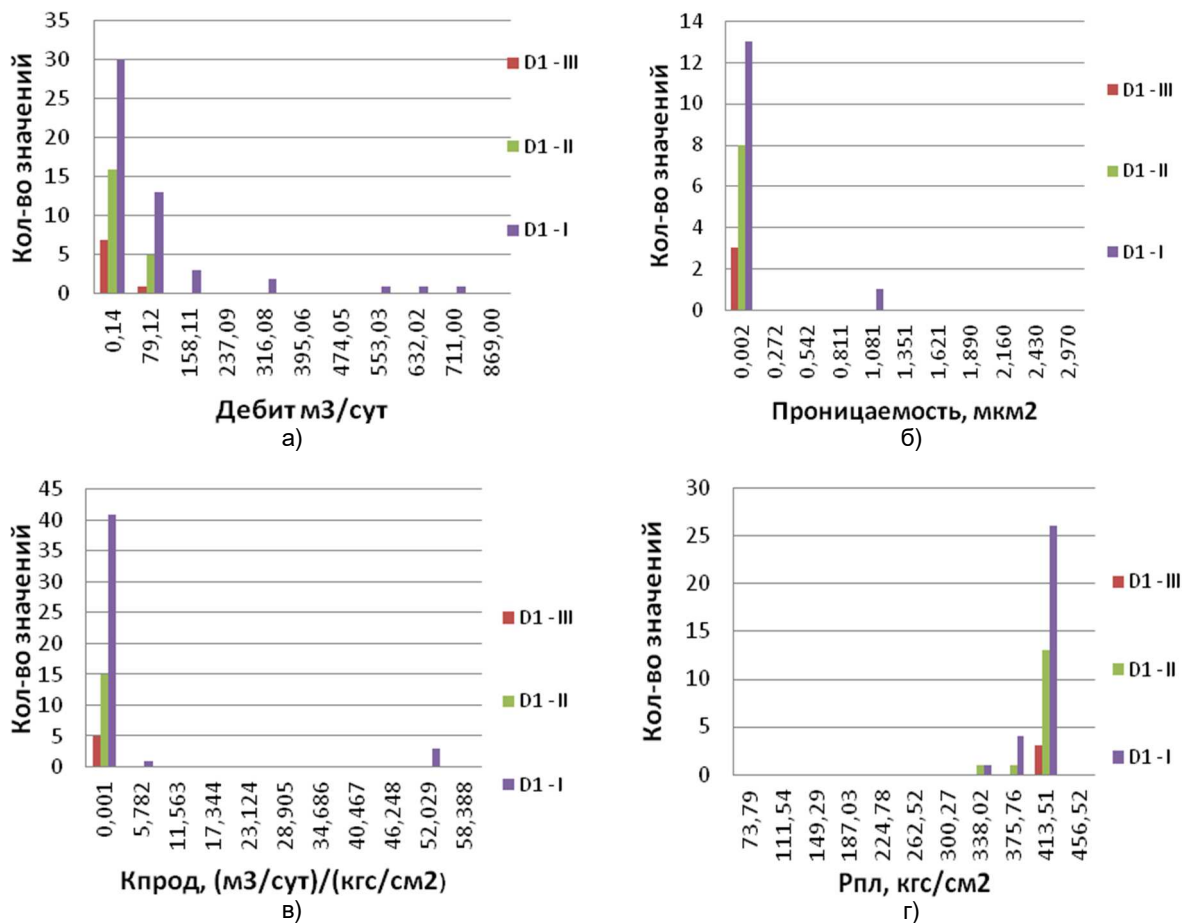
В таблице 2 приведены средние значения, минимумы и максимумы дебита нефти, продуктивности, удельной продуктивности, проницаемости и пластового давления по каждому пласту, а также количество определений на каждый пласт, среднеквадратичное отклонение и коэффициенты вариации для каждого параметра.

Таблица 2 – Средние значения параметров месторождения

| Показатель   | Значение                        | D1-III | D1-II | D1-I   |
|--|---------------------------------|--------|-------|--------|
| 1  | 2                               | 3      | 4     | 5      |
| Дебит, м <sup>3</sup> /сут.  | средние значения                | 14,4   | 45,8  | 109,6  |
|  | максимальное значение           | 98,0   | 150,0 | 790,0  |
|  | минимальное значение            | 0,4    | 0,4   | 1,0    |
|  | количество значений             | 8      | 21    | 57     |
|  | среднеквадратическое отклонение | 33,83  | 46,68 | 153,34 |
|  | коэффициент вариации            | 2,3    | 1,0   | 1,4    |
| Продуктивность, (м <sup>3</sup> /сут.)/(кгс/см <sup>2</sup> )                | средние значения                | 0,0    | 0,3   | 4,7    |
|  | максимальное значение           | 0,0    | 0,8   | 57,8   |
|  | минимальное значение            | 0,0    | 0,0   | 0,0    |
|  | количество значений             | 5      | 15    | 48     |
|  | среднеквадратическое отклонение | 0,01   | 0,27  | 13,46  |
|  | коэффициент вариации            | 0,9    | 0,9   | 2,8    |
| Удельная продуктивность, (м <sup>3</sup> /сут.)/((кгс/см <sup>2</sup> ) · м) | средние значения                | 0,001  | 0,012 | 0,261  |
|  | максимальное значение           | 0,001  | 0,059 | 2,141  |
|  | минимальное значение            | 0,000  | 0,000 | 0,002  |
|  | количество значений             | 5      | 15    | 48     |
|  | среднеквадратическое отклонение | 0,00   | 0,02  | 0,50   |
|  | коэффициент вариации            | 0,9    | 1,4   | 1,9    |

Окончание таблицы 2

| 1                                       | 2                               | 3     | 4     | 5     |
|---|---------------------------------|-------|-------|-------|
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>         | средние значения                |       | 0,057 | 0,163 |
|   | максимальное значение           |       | 0,093 | 1,261 |
|   | минимальное значение            |       | 0,014 | 0,009 |
|   | количество значений             |       | 4     | 12    |
|   | среднеквадратическое отклонение |       | 0,04  | 0,35  |
|   | коэффициент вариации            |       | 0,7   | 2,2   |
| Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup> | средние значения                | 431,0 | 425,1 | 421,2 |
|   | максимальное значение           | 432,0 | 452,0 | 452,0 |
|   | минимальное значение            | 429,0 | 367,4 | 363,8 |
|   | количество значений             | 3     | 18    | 33    |
|   | среднеквадратическое отклонение | 1,73  | 17,67 | 18,87 |
|   | коэффициент вариации            | 0,0   | 0,0   | 0,0   |



**Рисунок 8** – Разброс значений дебита (а), проницаемости (б), продуктивности (в) и пластового давления (г) по пластам месторождения

Основные значения дебита по пластам девона принимают значения менее 80 м<sup>3</sup>/сут., по пласту D1-I – до 160 м<sup>3</sup>/сут. (рис. 8а). Коэффициент продуктивности для всех пластов в основном не превышает значения 0,001 (м<sup>3</sup>/сут.)/(кгс/см<sup>2</sup>) (рис. 8в). Проницаемость пластов определена в 14 случаях и из них в 11 случаях не превышает значения 0,058 Д (рис. 8б). Основные значения пластового давления для пласта принимают значения в пределах от 413 до 430 кгс/см<sup>2</sup>.

## Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 65–69.
11. Ботвиновская О.А., Загуренко А.Г., Ганичев Д.И. Восполнение недостающей петрофизической информации с использованием данных месторождений-аналогов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 32–35.
12. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрискважинной изоляции // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 39–41.
13. Вороненко Е.С., Мугатабарова А.А. Анализ данных показателей вытеснения нефти водой карбонатных пород с различными фильтрационными свойствами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 61–64.
14. Гостева Е.Д., Петров В.И. Критерии сопоставимости при использовании сравнительного подхода для оценки углеводородных месторождений // Имущественные отношения в Российской Федерации. – 2011. – № 4 (115). – С. 74–86.
15. Гусейнова Д.Ф. Оценка степени дренируемости нефтяной залежи в условиях недостаточности информации // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 152–155.
16. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Выбор оптимальной системы разработки по опыту разработки месторождений-аналогов на примере Полярного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
17. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Промысловые и гидродинамические исследования скважин Полярного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
18. Дерюшев А.Б. Опыт трёхмерного геологического моделирования перспективных структур с применением результатов сейсмо- и литолого-фациального анализов, а также данных месторождений-аналогов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12. – № 7. – С. 18–26.
19. Кошелёв А.Т. [и др.]. Проблема поиска месторождений-аналогов и методика её решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 10–12.
20. Орлова И.О. [и др.]. Использование критериев сопоставимости при поиске аналогичных месторождений углеводородов // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 285–290.

## References

1. 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.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. 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.

4. 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.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
10. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current operation state of the producing wells depending on the downhole pressure // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 65–69.
11. Botvinovskaya O.A., Zagurenko A.G., Ganichev D.I. Replenishment of the missing petrophysical information using the data of the analogous fields // Oil economy. – 2009. – № 11. – P. 32–35.
12. Bylin A.V., Rapov I.R. Control of the oil recovery process at the intra-plast water shut-off // Bulatovskie readings. – 2017. – Part 2. – P. 39–41.
13. Voronenko E.S., Mugatabarova A.A. Analysis of the oil displacement indexes by the carbonate rocks water with different filtration properties // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 61–64.
14. Gosteva E.D., Petrov V.I. Comparability criteria at use of the comparative approach for hydrocarbon deposits estimation // Property relations in Russian Federation. – 2011. – № 4 (115). – P. 74–86.
15. Guseynova D.F. Estimation of Oil Deposit Drainability Level under Conditions of Information Insufficiency // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 152–155.
16. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimian N.N. Selection of the optimal development system based on the development experience of the analogous deposits by the example of Polar mine // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
17. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimian N.N. Field and hydrodynamic research of the wells of the Polar field // Bulatovskie readings. 2001. – 2020. – Vol. 2.
18. Deryushev A.B. Experience of the three-dimensional geological modeling of the prospective structures with application of the results of the seismic and lithologic-facial analyses, and also the data of the analogous deposits // Vestnik of Perm national research polytechnic university. Geology oil-gas and mining. – 2013. – Vol. 12. – № 7. – P. 18–26.
19. Koshelev A.T. [et al.]. Problem of search of analog fields and methods of its solution // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 7. – P. 10–12.
20. Orlova I.O. [et al.]. Use of comparability criteria in search of similar hydrocarbon fields // Technical and technological systems: Proceedings of the Eighth International Scientific Conference «TTS-16» (November 24–26, 2016) / FSBOU VPO «KubGTU», A.K. Serov KVVAVUL; under general editorship of B.H. Gaitov. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – P. 285–290.