

**ОБОСНОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ  
И ИНТЕРПРЕТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ГИС  
ЧОКРАКСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛОЩАДИ НОВАЯ**



**SUBSTANTIATION OF PETROPHYSICAL AND INTERPRETATION  
WELL LOGGING MODELS OF CHOKRAK RESERVOIRS  
OF THE NOVAYA FIELD**

**Лешкович Надежда Михайловна**

старший преподаватель  
кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
NLeshkovich@bk.ru

**Аннотация.** В статье показано, что по данным поисковых сейсморазведочных работ была выявлена, а на базе морских работ МОГТ с привлечением других геофизических методов электроразведки, грави- и магниторазведки была детализирована (уточнены её местоположение и размеры) и подготовлена к бурению площадь Новая. Данная структура расположена в юго-восточной части Темрюкского залива, в прибрежно-морской транзитной зоне, а в тектоническом плане на южном борту Индоло-Кубанского прогиба в области развития диапировой тектоники. Выполнено описание геологического строения района работ, стратиграфии и лито-фациальной характеристики, тектоники, нефтегазонасности и гидрогеологических условий залегания чокракских отложений. Проведено обоснование комплексной интерпретации данных ГИС в терригенных отложениях Западно-Кубанского прогиба, определение пористости и насыщенности продуктивных коллекторов в скважине № 1 Новая, а также обоснование петрофизических моделей и составление промыслово-геофизической характеристики чокракских коллекторов на площади Новая.

**Ключевые слова:** геологическое строение месторождения; стратиграфия и лито-фациальная характеристика; комплекс лабораторных и промыслово-геофизических исследований в скважине № 1 Новая; технология комплексной интерпретации данных ГИС; обоснование интерпретационных моделей ГИС; обоснование петрофизических моделей чокракских коллекторов; промыслово-геофизическая характеристика чокракских коллекторов.

**Leshkovich Nadezhda Mikhailovna**

Senior lecturer  
of oil and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university

**Annotation.** The article shows that according to the data of prospecting seismic exploration, it was revealed, and on the basis of offshore operations common depth point method with the involvement of other geophysical methods of electrical exploration, gravity and magnetic prospecting was detailed (its location and dimensions were specified) and prepared for drilling the Novaya area. This structure is located in the southeastern part of Temryuk Bay, in the coastal-marine transit zone, and in tectonic terms on the southern edge of the Indolo-Kuban trough in the area of diapir tectonics development. A description of the geological structure of the area of work, stratigraphy and lithofacies characteristics, tectonics, oil and gas content and hydrogeological conditions of the Chokrak deposits have been performed. The substantiation of complex interpretation of well logging data in terrigenous deposits of the West Kuban trough, determination of porosity and saturation of productive reservoirs in well No. 1 Novaya, as well as justification of petrophysical models and compilation of field-geophysical characteristics of Chokrak reservoirs on the Novaya field were carried out.

**Keywords:** geological structure of the deposit; stratigraphy and lithofacies characteristics; a complex of laboratory and field-geophysical studies in well No. 1 Novaya; technology for complex interpretation of logging data; substantiation of interpretation logging models; substantiation of petrophysical models of Chokrak reservoirs; field geophysical characteristics of the Chokrak reservoirs.

**Геологическая характеристика района работ**

Площадь Новая расположена в пределах юго-восточной части Темрюкского залива Азовского моря, в непосредственной близости от Куликовского лимана (рис. 1). В 16 км юго-западнее от неё расположен г. Темрюк, в административном плане месторождение входит в Темрюкский район Краснодарского края.

Площадь Новая расположена в западной части Прикубанской низменности высотой над уровнем моря от 0–7,5 м. Основной особенностью местности является чередование песчаных гряд, плавней и лиманов, глубина воды в которых не превышает 3 м.

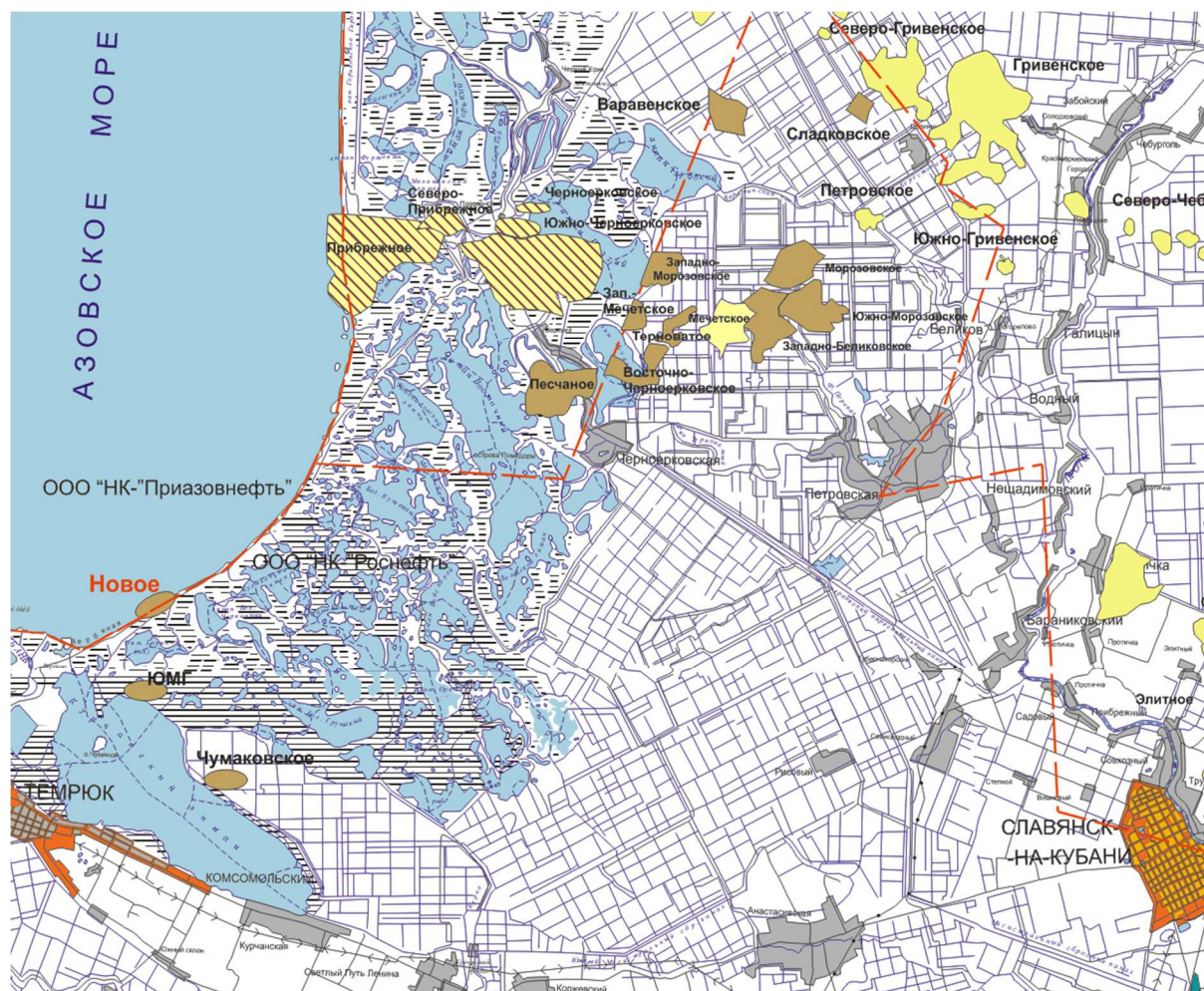


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Геоморфологическая приуроченность района месторождения к транзитной зоне (переход море – лиманно-плавневая территория) существенно затрудняет проведение сейсмических исследований, буровых работ и обустройство выявленных месторождений. Перед бурением скважин в большинстве случаев требуется создание дамб и насыпного основания, что, в свою очередь, увеличивает сроки строительства скважин и в последующем возникают трудности при сооружении групповых установок и прокладке нефтяных, газовых и конденсатных трубопроводов.

### История геолого-геофизической изученности

Начало изучения геологического строения района расположения площади Новой было положено проведением в период с 1953 по 1963 г. аэромагнитной, гравиметрической и электроразведочной съёмок в масштабе 1:500000 и 1:200000. Примерно в то же время трестом «Краснодарнефтегеофизика», НИМГЭ ВНИИгеофизика и объединением «Крымгеология» начаты морские сейсморазведочные работы преимущественно в восточной части на акватории Азовского моря. В результате обработки полученных материалов были выделены тектонические элементы второго порядка, являющиеся морским продолжением Азовского вала, Южно-Азовской ступени и Индоло-Кубанского прогиба.

Последующая интерпретация материалов сейсмических исследований, выполненная тематической партией ВНПО «Южморгео» в 1978–1980 гг., позволила в пределах юго-восточной части акватории Азовского моря выделить субширотную зону осложнений.

В 1980–1990 гг. дальнейшее изучение геологии и нефтегазоносности миоцен-плиоценового комплекса Темрюкского залива проводились геологами и геофизиками

КОМЭ ПО «Союзморгео». Сейсмические исследования мелководной и транзитной зоны юго-восточного побережья Темрюкского залива начались лишь в начале 90-х годов прошлого века.

В пределах нефтегазоносного Прибрежно-Морозовского района Западно-Кубанского прогиба, начиная с 1983 года, пробурено более сотни скважин на чокракские отложения, выявлено более двадцати месторождений лёгкой нефти и газоконденсата. В непосредственной близости выявлены на площадях ЮМГ, Чумаковское и Прибрежное.

Геологоразведочные работы по изучению осадочного комплекса в районе структуры Новая проводились, начиная с 1990 года. Так, в 1990 году КОМЭ ПО «Союзморгео» в ходе планомерных сейсмических исследований Темрюкского залива по редкой сети профилей закартирована синклиналичная зона, смежная с севера со структурой Новая.

В 2003–2006 гг. в рамках утверждённой ООО «НК «Приазовнефть» программы работ по изучению Темрюкско-Ахтарского лицензионного участка проведены обобщающие исследования по литофациальной зональности, прогнозу коллекторов и их насыщению группами специалистов КОМЭ ПО «Союзморгео», ФГУП ГНЦ «Южморгеология», ОАО «Лукойл – Нижневожскнефть», ООО СК «Петроальянс», ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», ООО «ЛУКОЙЛ – ВолгоградНИПИморнефть».

В результате обработки и интерпретации материалов сейсмических исследований в 2004 году была выявлена структура Новая, на которую по материалам детализационных сейсмических работ 2005 года составляется паспорт и обоснование для подготовки её к бурению. Работы выполнялись по заданию ООО «НК Приазовнефть» Краснодарской опытно-методической экспедицией (КОМЭ) ГУП «Союзморгео».

Основным перспективным объектом считалась ловушка III1 в пачке чокракских отложений. В декабре 2006 года согласно проекту поискового бурения начато и в сентябре 2007 года закончено бурение поисковой скважины № 1. В результате опробования коллекторов III пачки получен промышленный приток углеводородов. В скважине проведён широкий комплекс геофизических исследований. В результате анализа и обобщения материалов геофизических исследований, данных комплексного изучения керна, шлама и пластовых флюидов обоснована геологическая модель залежи, определены подсчётные параметры и проведён подсчёт запасов углеводородов.

### **Стратиграфия и литолого-фациальная характеристика разреза**

В пределах береговой и морской части Темрюкского залива бурением вскрыты отложения от миоцена до антропогена. Литолого-стратиграфическая характеристика площади Новая составлена с учётом стратиграфических схем, разработанных А.К. Богдановичем и В.Н. Буряком (рис. 2). Геолого-геофизический разрез по скважине №1 Новая представлен на рисунке 3.

#### *Неоген*

##### *Верхнемайкопская подсерия*

В пределах Темрюкского залива вскрыта только верхняя часть майкопской серии (сотни метров). Верхнемайкопские отложения сложены глинами тёмно-серыми до чёрных, листоватыми, гидрослюдистыми, тонкослоистыми, плотными, аргиллитоподобными, известковистыми.

Майкопские глины отличаются от вышележащих тархан-чокракских глин низким содержанием мелкопесчаного (до 0,5 %) и алевроитового (до 30 %) материала и резким повышением рассеянного органического вещества.

Вскрытая толщина верхнемайкопских отложений в скважине № 1 Новая составляет 43 м.

##### *Средний миоцен*

На рассматриваемой территории средний миоцен подразделяется на тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы. Наиболее хорошо охарактеризован микрофауной перспективный для поисков углеводородов чокракский горизонт.

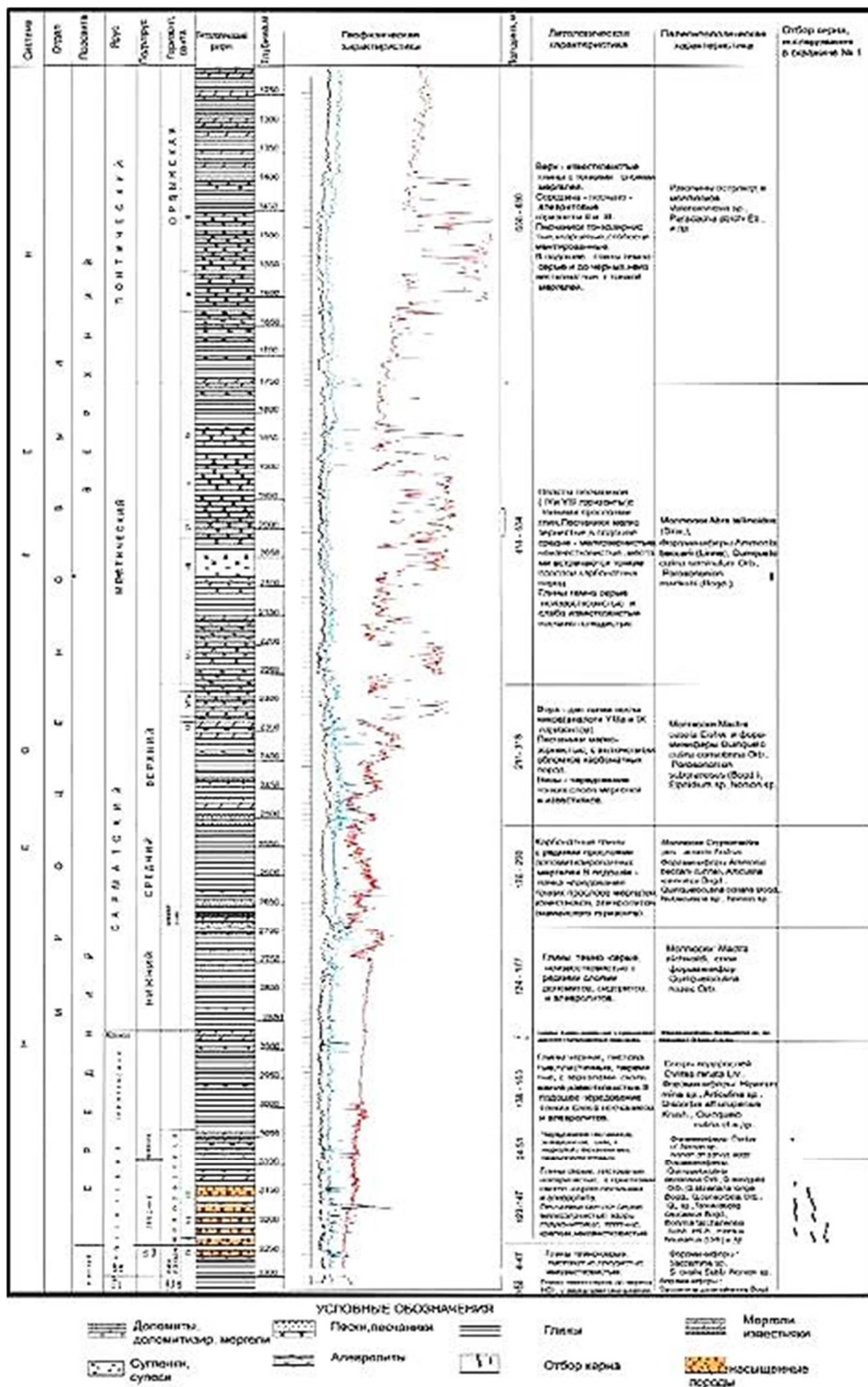


Рисунок 2 – Литолого-стратиграфическая характеристика

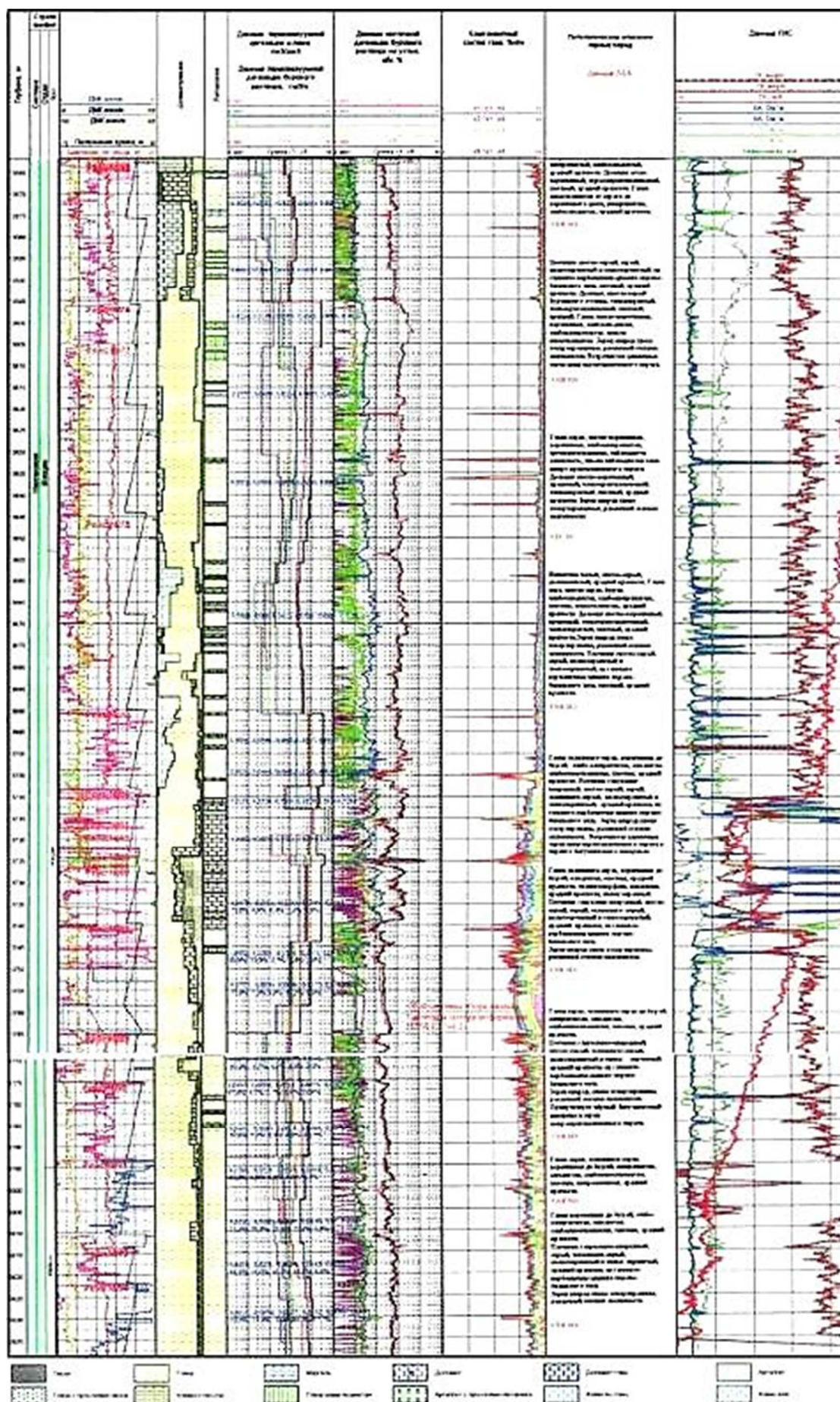


Рисунок 3 – Геолого-геофизический разрез по скважине № 1 Новая

### *Чокракский ярус*

По литолого-стратиграфическим и сейсмическим признакам в чокракском разрезе выделяют нижнечокракские отложения.

#### *Нижнечокракские (среднечокракские) отложения*

Нижнечокракские отложения залегают на майкопском горизонте со стратиграфическим и нередко угловым несогласием.

По данным описания изучения керна и шлама, петрофизическим исследованиям и результатам ГИС нижнечокракские отложения в скважине № 1 Новая сложены глинистыми породами, в которых в интервале 3710,5-3741,2 м залегает III песчано-алевролитовая пачка.

Глины тёмно-серые с коричневым или голубоватым оттенком, слоистые, неяснослоистые, листовые, гидрослюдистые, в разной степени известковистые и алевролитовые. В глинах встречаются включения микрофауны, пирита, обугленных растительных остатков, тонкие прослои алевролитов, мергелей и известняков. В глинах преобладает пелитовая (44,3 %) и алевролитовая (27,7 %) фракции. Минералогическая плотность глин составляет в среднем 2,73 г/см<sup>3</sup>, объёмная плотность варьирует от 2,3 до 2,7 г/см<sup>3</sup> при среднем значении 2,51 г/см<sup>3</sup>. Пористость глин составляет в среднем 12,7 %, карбонатность – 12,9 %.

Достаточно высокая проницаемость образцов глин  $K_{пр}^{cp} = 15,9$  мД, вероятнее всего, связана с техногенной трещиноватостью, образовавшейся в процессе отбора керна.

По материалам геофизических исследований глины характеризуются низкими (1–2 Ом·м) удельными сопротивлениями, повышенными показаниями ГК (до 9–10 мкР/час), высокой нейтронной пористостью (36–38 %) и интервальным временем продольной волны (380 мкс/м).

III пачка сложена песчано-алевролитовыми породами. Песчаники и алевролиты светло-серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, глауконито-кварцевые, слабоглинистые и неизвестковистые, слабо- и среднесцементированные. В целом по минералогическому составу скелет породы III пачки является мономинеральным кварцевым, но с существенным содержанием глауконита. По гранулометрическому составу в скелетном компоненте преобладает мелкозернистая (0,25–0,1 мм), песчаная (43,3 %) и крупноалевритовая (0,1–0,05 мм) (20 %) фракции.

Пористость песчано-алевритовых коллекторов изменяется в узких пределах и составляет в среднем 19,6 %, проницаемость варьирует от 15 до 500 мД ( $K_{пр}^{cp} = 195$  мД). По данным ГИС III пачка характеризуется повышенными удельными сопротивлениями (7–70 Ом·м). Наблюдается понижающее проникновение фильтрата промывочной жидкости, что является качественным признаком нефтегазонасыщенности коллекторов.

#### *Верхнечокракские отложения*

Регионально распространены в Западно-Кубанском, Керченско-Таманском прогибах и на Тимашевской ступени.

Верхнечокракские отложения представлены переслаиванием глин тёмно-серых с зеленоватым и коричневым оттенком. Глины карбонатные и слабокарбонатные, слабоалевритистые, слюдяные, плотные, крепкие и средней крепости, с многочисленными прослоями и линзами известняков, мергелей, доломитов, реже алевролитов и песчаников. Толщина прослоев 0,03–0,3 м.

Известняки тёмно-серые и тёмно-серые с коричневым оттенком, массивные, очень крепкие, доломитизированные. Мергели тёмно-коричневые, плотные, массивные, очень крепкие, с оскольчатой изломом, доломитизированные, с налётами, прожилками и линзами белого и кремового кальцита. Алевролиты от серых до тёмно-серых, песчаные, кварцевые, плотные, средней крепости, на глинистом цементе. Песчаники серые кварц-глауконитовые, плотные, крепкие, на глинистом, местами на карбонатном цементе.

Толщина верхнего чокрака на площади Новой составляет 36 м, общая толщина чокракского яруса 143 м.

### *Караганский ярус*

Представлен глинами (95 %) с тонкими прослоями (до 5 % разреза) мергелей, песчаников, алевролитов, реже известняков и доломитов.

Глины серые, тёмно-серые до чёрных, тёмно-серые с коричневатым оттенком, слабоалевролитов-сланцевые, слегка песчаные, сильно-слабокарбонатные и некарбонатные, плотные, местами слаботрещиноватые.

Мергели серые и тёмно-серые, очень крепкие, сильно доломитизированные, переходящие в доломит. Толщина прослоев от нескольких мм до 7–10 см. Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, карбонатные, толщина прослоев от 1–5 мм до 1–7 см.

Известняки серые, светло-серые, коричневатые и бежевого цвета, доломитизированные, пелитоморфные, неслоистые, с ровным изломом, слаботрещиноватые. Толщина прослоев 1–4 см. Доломиты серые, коричневатые-серые, плотные, неслоистые, толщина прослоев 1–2 см.

Караганские отложения характеризуются резко обеднённым составом фауны, указывающим на относительное мелководье и опреснение бассейна нижней части карагана. Верхняя часть формировалась в условиях относительно глубоководного и полносолёного моря.

На площади Новой толщина карагана составляет 176 м.

### *Верхний миоцен*

Представлен двумя ярусами: сарматским и меотическим.

### *Сарматский ярус*

Сарматский ярус подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний. Отложения нижнесарматского подъяруса представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, карбонатными, песчаными, слюдяными, с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков толщиной 2–5 см, реже до 0,4–1 м, а также песчаниками, алевролитами и мергелями. На площади Новой толщина нижнего сармата составляет 105 м.

Отложения среднего сармата представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, песчаными, карбонатными, с тонкими и редкими прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. В осевой части Темрюкской синклинали этот горизонт имеет максимальную (до 70–85 м) общую толщину. На площади Новая толщина среднего сармата 264 м.

Разрез верхнесарматского подъяруса сложен глинами серыми, тёмно-серыми, карбонатными, плотными, с частыми прослоями мергелей, известняков и песчаников. На площади Новой толщина верхнего сармата составляет 232 м, общая толщина сарматского яруса – 601 м.

### *Меотический ярус*

Меотический ярус со стратиграфическим и угловым несогласием залегает на сарматском. В осевой части, в том числе на площади Новой, характеризуется полным разрезом и согласно залегает на подстилающих отложениях.

Разрез меотического яруса сложен глинами серыми, зеленовато-серыми, алевролитовыми, слюдяными, карбонатными с мощными пластами и пачками песчаников, песков и алевролитов светло-серых, мелкозернистых, преимущественно некарбонатных.

Максимальное количество горизонтов и их наибольшие толщины установлены в приосевой части Темрюкской синклинали в полосе площадей Губернаторская – Ордынская, характеризующиеся также максимальной толщиной меотического яруса.

Толщина меотического яруса в районе скважины № 1 составляет 615 м.

### *Нижний плиоцен*

Отложения понтийского яруса представлены глинами серыми и тёмно-серыми, карбонатными, песчаными, слюдяными, с прослоями и пластами песчаников (песков) серых, тёмно-серых, карбонатных, реже – мелкозернистых.

Песчаные прослои объединены в II и III промысловые горизонты. Максимальные суммарные толщины (до 320 м) горизонты имеют на северном борту Темрюкской син-

клинали. В южном направлении горизонты постепенно выклиниваются. В осевой части и на южном борту синклинали, на площадях Гарбузовская, Становая и Рисовая толщины горизонтов не превышают 15–30 м.

На площади Новой толщины II и III горизонтов составляют 18 и 58 м. Общая толщина яруса – 711 м.

#### *Средний плиоцен*

##### *Киммерийский ярус*

Обособляется на две части: нижнюю – глинистую («рудные слои») и верхнюю – песчано-глинистую («надрудные слои»).

Нижняя часть сложена глинами серыми, тёмно-серыми, некарбонатными, алевритистыми, слюдистыми, плотными, средней крепости, с обуглившимися растительными остатками и редкими прослоями и линзами сидерита толщиной от 1-2 см до 15-20 см. Верхняя часть киммерия песчано-глинистая. Пески серые и светло-серые, некарбонатные, местами глинистые, слоистые, с прослоями глин серых, некарбонатных, слабопесчаных, плотных.

Общая толщина киммерийского яруса на площади Новой составляет 515 м.

#### *Верхний плиоцен*

Отложения верхнего плиоцена куюльницкого яруса представлены чередованием крупных пачек песков и глин, которые не выдерживаются на площади, замещая друг друга на коротких расстояниях.

Глины встречаются двух типов: в низах куюльника преобладают голубовато-серые, карбонатные, в верхней части – пестроокрашенные, бесструктурные, песчаные, с карбонатными включениями. Пески буровато-жёлтые и светлые, рыхлые, мелко- и разнозернистые, часто с включениями галек древних пород. Толщина куюльницкого яруса 1025 м.

#### *Антропоген + нерасчленённый верхний плиоцен*

Граница четвертичных отложений и верхнего плиоцена в ЗКП фаунистически не обоснована и при отсутствии литологических отличий проводится ориентировочно. Ниже современных и позднечетвертичных осадков, представленных тёмноокрашенными илами и глинистыми алевритами толщиной до 10–20 м, залегают с прослоями и линзами песков субконтинентального генезиса, большая или меньшая часть которых (предположительно 50–70 м) относится к антропогену.

### **Тектоника**

В тектоническом плане площадь Новая расположена в пределах осевой части Западно-Кубанского прогиба, западным продолжением которого в пределах акватории Азовского моря является Индоло-Кубанский прогиб (рис. 4).

Западно-Кубанский прогиб – геоструктура II порядка, имеющая платформенное основание и заложенная в начале олигоценового времени. Геоструктура выполнена мощным орогенным песчано-глинистым комплексом олигоцена-антропогена. На юге ЗКП через Ахтырскую шовную зону сочленяется с мегантиклинорием Большого Кавказа, а на севере по Новотитаровскому разлому – с Тимашевской ступенью. Восточное замыкание прогиба сочленяется с Адыгейским выступом. В западном направлении прогиб расширяется, и глубина подошвы майкопских отложений вдоль осевой части в этом направлении изменяется от 2000 до 6000 м.

Аналогично изменяется и глубина залегания палеозойского фундамента. По данным геофизических исследований на востоке она составляет 4,5 км, на западе, в районе Анастасиевского-Троицкого месторождения – 12 км.

В восточной части прогиба по отложениям палеозоя и мезозоя выделяется Шапсуго-Апшеронский вал. Пологий северный борт ЗКП постепенно переходит в широкую осевую часть. В пределах борта отложения понта и меотиса осложняют малоамплитудные складки-уплотнения (Славянская, Фрунзенская и др.).



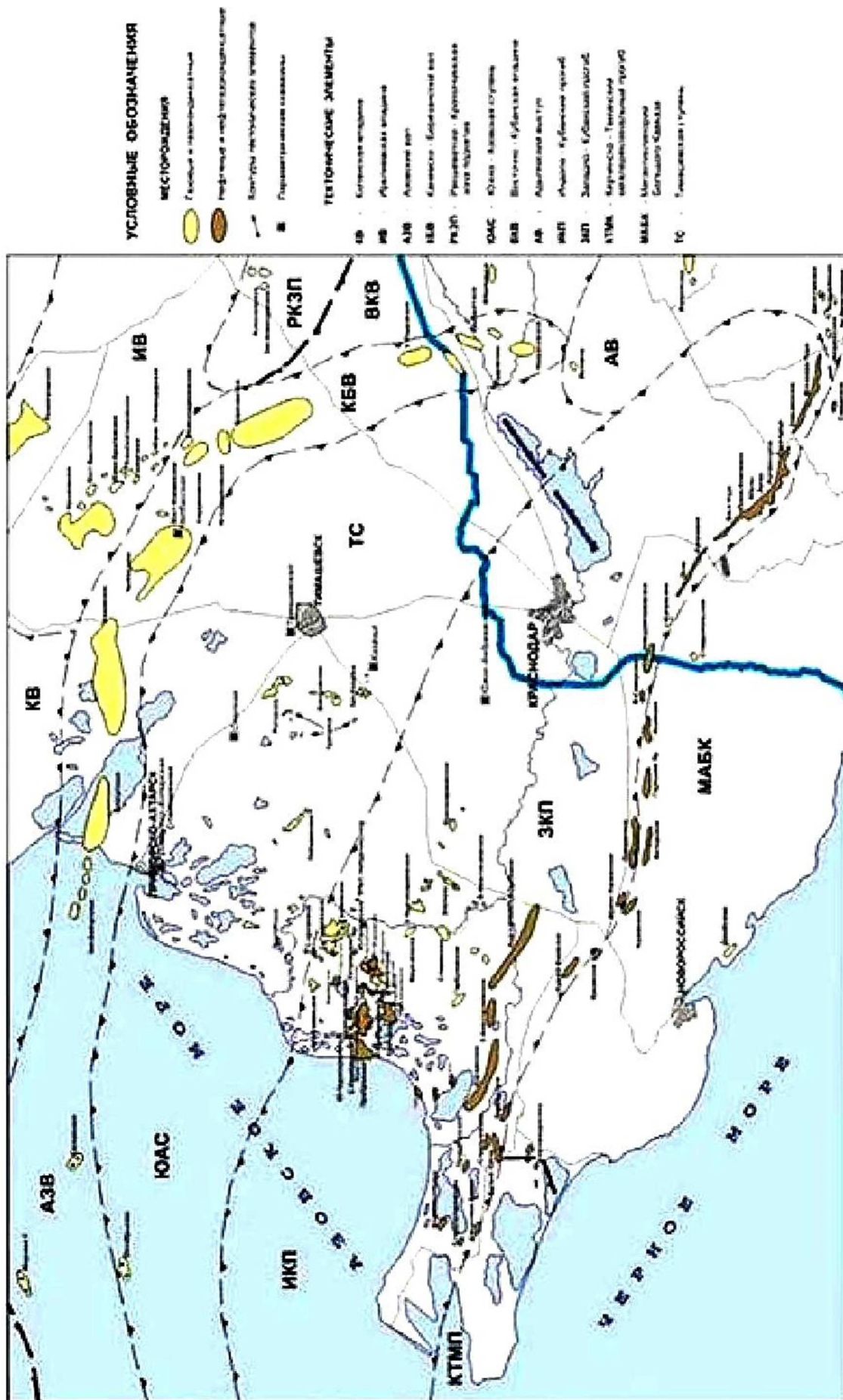


Рисунок 4 – Тектоническая схема

По данным сейсморазведки в интервале средний миоцен-майкоп на северном борту установлено наличие «блоков оползания», ограниченных гравитационными разрывными нарушениями, погружающихся в сторону прогиба, а также палеоврезов в теле пород эоцена, выполненных майкопскими отложениями древних русел.

Южный складчатый борт прогиба имеет двухъярусное строение, обусловленное особенностями его развития.

Западно-Кубанский прогиб по олигоцен-миоценовым отложениям, как новообразованная, геотектоническая структура, частично унаследовал более узкий палеоцен-эоценовый Афи́пский флишевый прогиб. Поэтому в осевой части ЗКП эоцен и майкоп связаны согласным переходом.

Раннемайкопская фаза складчатости вовлекла в складкообразование северо-западное окончание мегантиклинория Большого Кавказа и южную часть бывшего Афи́пского прогиба. В связи с этим средний майкоп и более молодые отложения до понта включительно в этой части региона резко несогласно контактируют с палеоцен-эоценовыми. На некоторых участках борта верхний структурный этаж нарушен разрывами незначительной амплитуды.

Нижний структурный ярус во вскрытой скважинами части сложен эоценом, палеоценом, мелом и характеризуется сжатыми, опрокинутыми преимущественно на север, разбитыми нарушениями складками (Абино-Украинская, Ахтырско-Бугундырская, Зыбза – Глубокий Яр).

Согласно геотектоническому районированию площадь Новая находится в пределах Темрюкской синклинали, расположенной в западной, наиболее погруженной части Славянско-Рязанской мегасинклинали.

Темрюкская синклиналь характеризуется интенсивными пликтивно-дизъюнктивными дислокациями и нефтегазоносностью миоценовых и плиоценовых отложений. Характерной особенностью структуры олигоцен-плиоценовой Темрюкской синклинали является резкая асимметричность её поперечного профиля. Она заключается в наличии обширного, моноклинально построенного северного борта синклинали и на порядок более узкого южного борта.

Моноклиналь северного борта осложнена пликтивно-дизъюнктивными дислокациями и осложнениями седиментационной природы (Прибрежно-Новотитаровская зона).

В олигоцен-неогеновом разрезе Темрюкской синклинали выделяются три структурных яруса.

Нижний ярус представлен глинистой толщей нижнего-среднего майкопа, характеризующейся преимущественно отсутствием замкнутых структурных осложнений в нижнем и среднем майкопе. Исключением являются складки Новая, Геленджикская, Свистельниковская, Башьтанная и некоторые другие.

Средний ярус сложен глинистыми и глинисто-карбонатными с прослоями песчаников, пликтивно дислоцированными отложениями верхнего майкоп-сармата. По критерию наличия резервуарных песчаных коллекторов целевым стратиграфическим подразделением среднего структурного яруса являются чокракские отложения.

Верхний структурный ярус Темрюкской синклинали представлен глинисто-песчаной толщей меотиса-плиоцена, характерной чертой которых является наличие малоамплитудных поднятий. В понтическом и меотическом ярусах выделяется несколько мощных высокорезервуарных алевро-песчаных пачек.

С учётом результатов бурения скважины № 1 Новая, а также ранее проведённых сейсмических исследований уточнено тектоническое строение площади Новая. По отражающему сейсмическому горизонту CIII (кровля III пачки чокрака) площадь Новая представлена антиклинальной складкой субширотного простирания (рис. 5 и 6). Замыкается складка изогипсой на отметке – 3510 м и имеет высоту более 100 м. Размеры складки в указанных границах равны 3,5×1,7 км. Складка осложнена в сводовой части разрывным нарушением, амплитуда которого составляет 10 м.

### **Нефтегазоносность**

Площадь Новая приурочена к Западно-Кубанскому прогибу, в пределах которого регионально нефтегазоносным является миоценовый комплекс.

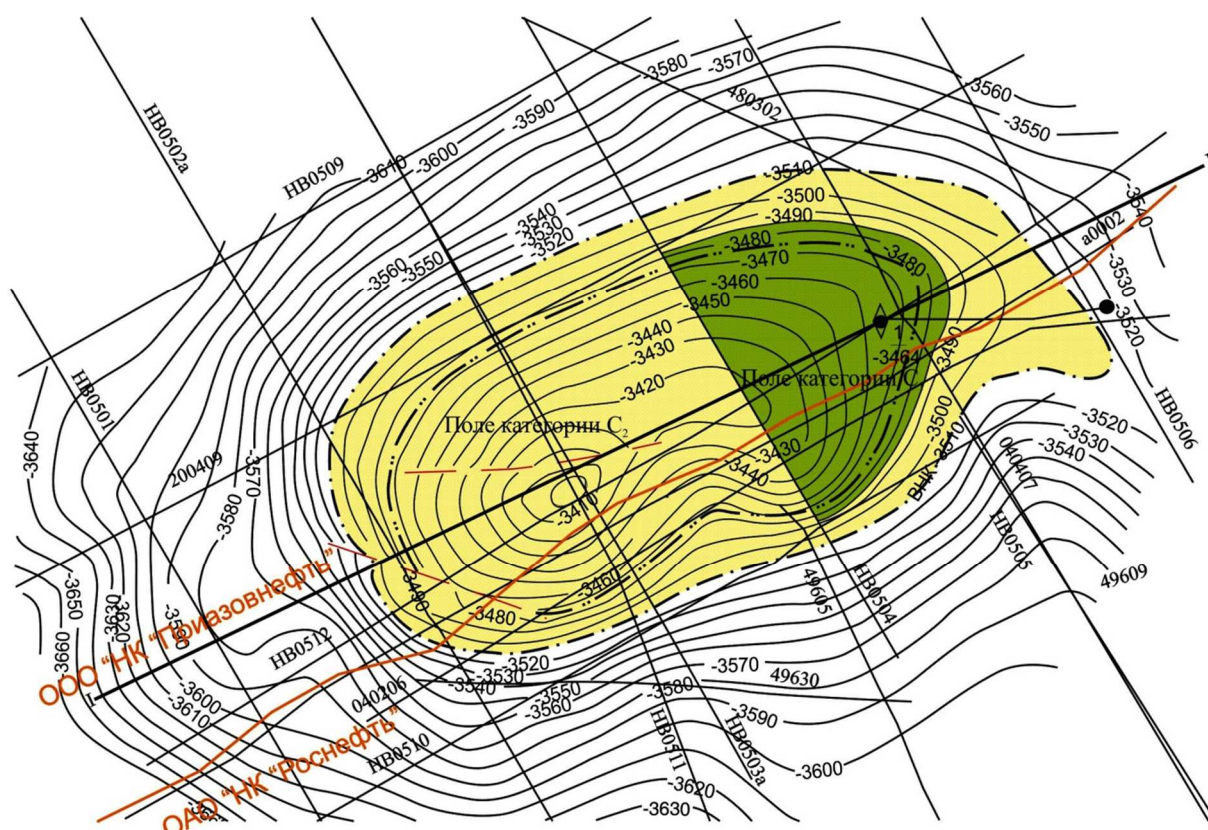


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле коллекторов III пачки чокрака

С терригенными отложениями среднего миоцена связаны чокракские промышленные залежи углеводородов, установленные на ряде площадей Прибрежного и Сладковско-Морозовского районов. Указанные залежи характеризуются сложным геологическим строением, наличием аномально высоких давлений, сложным фазовым составом пластового флюида, значительной изменчивостью толщин и коллекторских свойств продуктивных пачек.

Ближайшие к площади Новая промышленные залежи углеводородов в чокракских отложениях установлены на площади Прибрежная, Чумаковская и пачки ЮМГ.

Месторождение Прибрежное открыто в 1985 году, когда при испытании I пачки чокракских отложений был получен приток углеводородов. Позже в пределах площади были открыты залежи углеводородов в нижнечокракских пачках чокракского яруса.

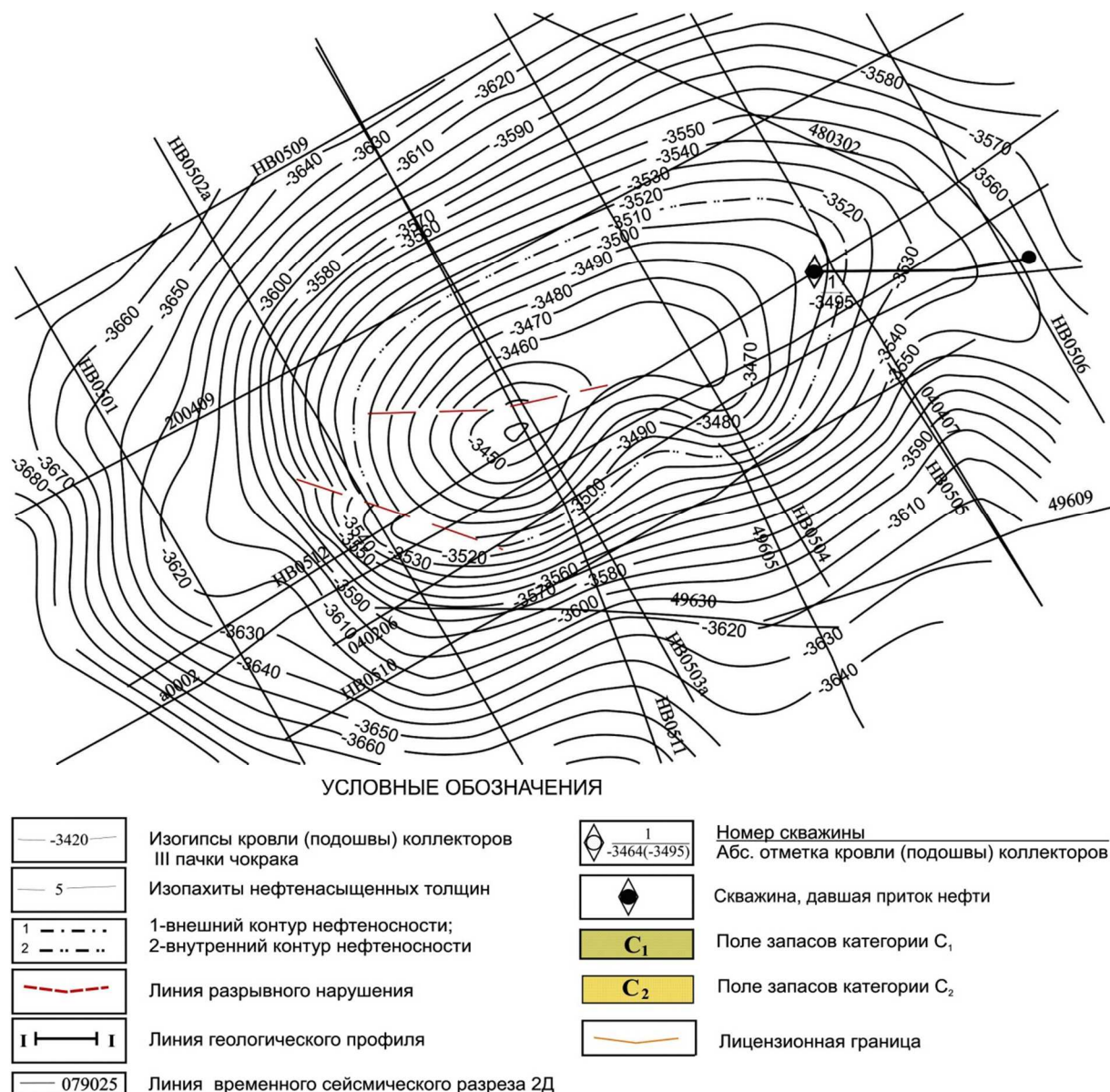
Месторождение Чумаковское открыто в 2005 году. При опробовании III0 пачки чокракского яруса в скважине № 1 в интервале 3448,4–3458,6 м получен приток нефти и растворённого газа с дебитами 281,6 м<sup>3</sup>/сут. и 73,39 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 6,2 мм. Пластовое давление, приведённое к глубине 3453,5 м, составило 61,26 МПа, коэффициент аномальности 1,81.

Месторождение ЮМГ открыто в 2006 году при испытании III0 и III1 пачки чокракских отложений в скважине № 1. При опробовании III0 в интервале 3168,8–3170,8 м получен приток конденсата 85,8 м<sup>3</sup>/сут. и газа 124,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 6,1 мм. Пластовое давление на глубине 3159,8 м составило 58,24 МПа, коэффициент аномальности 1,87. Пачка III1 испытана в интервале 3176,8–3182,0 м, в результате получены конденсат и газ с дебитами 69,6 м<sup>3</sup>/сут. и 156,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 4,1 мм. Пластовое давление на глубине 3179,4 м составило 58,33 МПа, коэффициент аномальности 1,87.

На площади Новая залежь углеводородов открыта в скважине № 1. При испытании III пачки чокракских отложений в интервале 3710,4–3730,4 м получен приток нефти с дебитом 205,7 м<sup>3</sup>/сут. и газа 244,22 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 7,5 мм (рис. 7). Пластовое давление составляет 61,5 МПа.

Залежь пластовая, сводовая, эффективная толщина коллекторов III продуктивной пачки равна 28,6 м (рис. 8), они сложены слабоглинистыми, некарбонатными, достаточно отсортированными мелкозернистыми песчано-алевритовыми породами. ВНК в залежи не вскрыт и принят отметке – 3510 м (последняя замкнутая изогипса ловуш-

ки). Залежь приурочена к ловушке структурного типа, осложнена в сводовой части тектоническим нарушением и ограничена линией контура нефтеносности, проведённого по отметке – 3510 м. Размеры её в этих границах равны 3,5×1,7 км, высота более 100 м.



**Рисунок 6** – Структурная карта по подошве коллекторов III пачки чокрака

### Гидрогеологические условия

Нижним региональным водоупором чокракского водоносного комплекса являются глинистые майкопские отложения, толщины которых в осевой части ЗКП составляют свыше 3000 м. Сверху чокракский комплекс изолирован глинами карагана, толщины которых в пределах ЗКП изменяются от нескольких десятков до первых сотен метров.

За область питания чокракского водоносного комплекса традиционно принимаются выходы чокрака на дневную поверхность в междуречье Белой – Урупа, расположенные на абсолютных отметках 400–500 м. В соответствии с этим приведённые гидростатические напоры на близлежащих площадях (Ярославская, Лабинская и др.) составляют 300–480 м над уровнем моря. В платформенной части Западного Предкавказья, т.е. на площадях Адыгейского выступа, Восточно-Кубанской впадины и Ейско-Березанского района, где рассматриваемый водоносный комплекс сложен хорошо непроницаемыми песчано-алевритовыми породами, напоры закономерно снижаются от области выходов чокрака в сторону Ейского полуострова от 500 до 100 м.

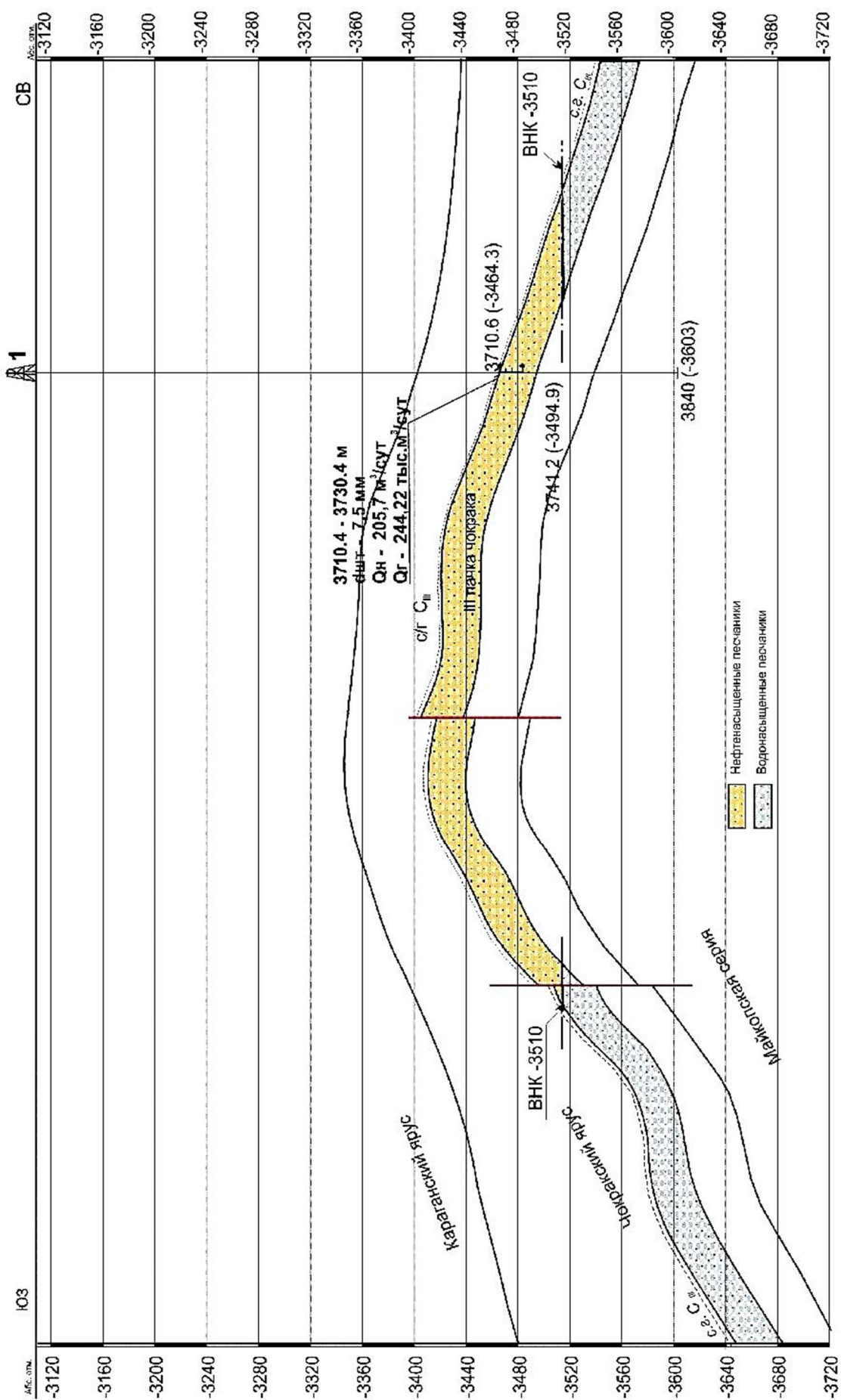


Рисунок 7 – Геологический профиль по линии I-I

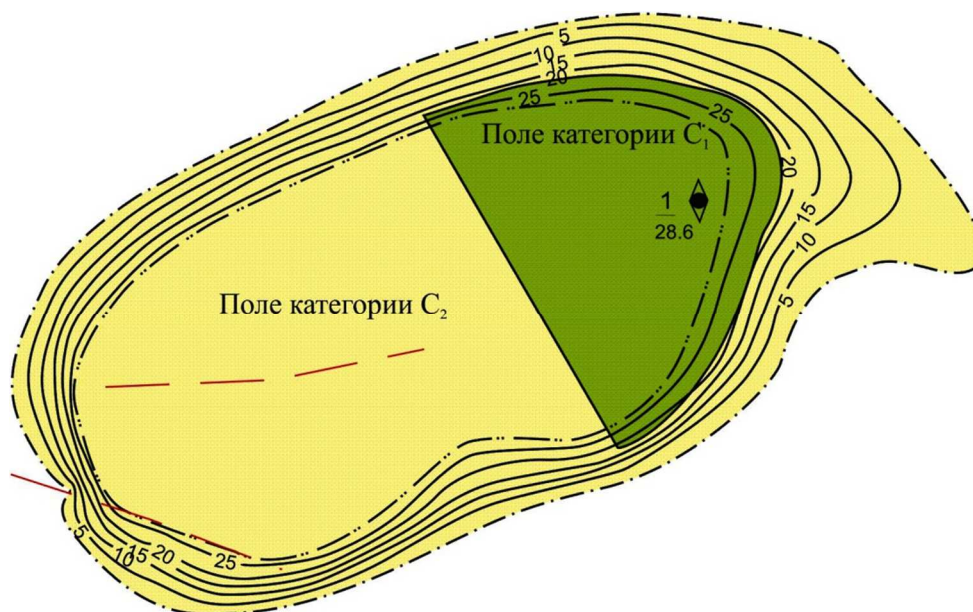


Рисунок 8 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин III паки чокрака

Химический состав пластовых вод чокракских отложений ЗКП отличается однородностью. Воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу с минерализацией 450–570 мг-экв./л.

Солевой состав изменяется в небольших пределах. Плотность при 20 °С изменяется от 1,004 до 1,009 г/см<sup>3</sup>; щелочность от 7,5 до 8,3; солёность равна 1,59° Бомэ; общая минерализация 13,25–16,68 г/л или 453,4–570,6 мг-экв./л; содержание хлора – 4,63–5,80 г/л; аммиака – 29,9–34 мг/л; бора – 64,8–101,5 мг/л; брома – 46,6–56,4 мг/л; йода – 31,37–47,59 мг/л; фенолов – 5,09–9,80 мг/л.

Пластовые воды чокракского горизонта отличаются сравнительно невысокой степенью минерализации при довольно значительных дебитах и высокой пластовой энергией, связанной с явлениями АВПД. Эти воды могут быть использованы в народном хозяйстве.

### Комплекс лабораторных и промыслово-геофизических исследований в скважине № 1 Новая

#### Лабораторные исследования

При бурении скважины № 1 Новая в продуктивной пачке чокракских отложений, залегающей на глубине 3710,6–3741,1 м, проведён сплошной отбор керна с высоким (от 74 до 97 % при среднем значении 86,4 %) выносом (табл. 1). Это обеспечивает надёжное изучение петрофизических параметров вскрытых пород.

Таблица 1 – Освещённость керновым материалом разреза скважины

Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Количество исследованных образцов	Количество образцов на 1 м проходки
1	2	3	4	5	6
2730,0–2731,2	1,2	0,34	28,3	–	–
3433,7–3441,0	7,3	7,3	100	5	0,7
3596,0–3605,0	9,0	9,0	100	10	1,1
3690,0–3708,0	18,0	14,3	79,4	14	0,8
3708,0–3715,1	7,1	6,7	94,4	12	1,7
3715,1–3718,3	3,2	2,8	87,5	11	3,4
3718,3–3722,9	4,6	4,45	96,7	14	3,0

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
3722,9–3724,9	2,0	1,9	95	5	2,5
3724,9–3726,4	1,49	1,45	97,3	5	3,4
3726,4–3740,4	14,0	11,2	80	32	2,3
3740,4–3758,5	18,1	18,1	100	18	1,0
3779,0–3797,0	18,0	13,5	75	7	0,4
3811,0–3820,0	9,0	6,6	74	7	0,8
Всего	112,99	97,64	86,4	140	1,24

Как видно из представленной таблицы, проходка с отбором керна в скважине составила 112,99 м. Вынос керна изменяется от 28,3 до 100 % и в среднем составляет 86,4 %. В интервале 2730,0–2731,2 м вынос керна составляет всего 28,3 %. Такой низкий вынос обусловлен, очевидно, тем, что в данном интервале преобладают тонкослоистые глины, часть которых разрушилась.

Петрофизические исследования керна проведены в лабораториях ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» (далее по тексту НТЦ) и ОАО НПЦ «Тверьгеофизика» (далее по тексту НПЦ).

В результате петрофизических исследований в лаборатории НТЦ на 74 образцах керна продуктивной пачки и 22 образцах вмещающих глин определены: минералогическая  $\rho_{\text{мин}}$  и объёмная  $\rho_{\text{об}}$  плотность, общая пористость  $K_{\text{п}}^{\text{общ}}$  и пористость насыщения  $K_{\text{п}}^{\text{нас}}$ , насыщенность углеводородами  $K_{\text{н}}^{\text{керн}}$  и водой  $K_{\text{в}}^{\text{керн}}$ , проницаемость  $K_{\text{пр}}$  по трём направлениям, карбонатность  $S_{\text{кар}}$ , гранулометрия с определением содержания песчаной  $S_{\text{пес}}$ , алевроитовой  $S_{\text{ал}}$  и глинистой  $S_{\text{гл}}$  фракций. Кроме того, на выборке 40 образцов измерены удельные сопротивления полностью водонасыщенных образцов  $s_{\text{вп}}$ . Затем центрифугированием поэтапно снижалась и измерялась их водонасыщенность  $K_{\text{в}}$  и удельные сопротивления  $s_{\text{вп}}$ . При этом минимальная неснижаемая водонасыщенность с некоторым приближением может быть принята за остаточную  $K_{\text{во}}$ .

В лаборатории НПЦ на 40 образцах из продуктивной пачки определены пористость насыщения  $K_{\text{п}}^{\text{нас}}$  и проницаемость  $K_{\text{пр}}$  стандартными методами. Выполнена капиллярметрия на различных ступенях капиллярного давления с измерением на каждой ступени удельного сопротивления и водонасыщенности. Проведены исследования методом ядерно-магнитного резонанса с расчётом общей, эффективной пористости, проницаемости и оценкой распределения пор по размерам. По данным рентгеноструктурного анализа изучен минералогический состав пород.

#### *Промыслово-геофизические исследования*

В скважине № 1 Новая в интервале чокракских отложений выполнен комплекс геофизических исследований, включающий (табл. 2):

- стандартный каротаж потенциал-зондом N11, M0,5A;
- градиент-зонд A2, OM0,5N и ПС;
- БКЗ;
- боковой каротаж БК-З;
- двухзондовый боковой каротаж 2БК;
- двухзондовый индукционный каротаж 2ИК;
- ВИКИЗ;
- микрозонды;
- боковой микрокаротаж БМК;
- гамма-каротаж ГК;
- спектрометрический гамма-каротаж СГК;
- нейтрон-нейтронный каротаж ННК;
- спектрометрический нейтронный гамма-каротаж СНГК;

- гамма-гамма каротаж ГГК;
- лито-плотностной гамма-гамма каротаж;
- стандартный нейтронный гамма-каротаж НГК;
- акустический каротаж АК;
- кавернометрия-профилеметрия;
- микрокавернометрия;
- наклонометрия;
- инклинометрия;
- термометрия, цементометрия.

**Таблица 2** – Комплекс ГИС, выполненный в скважине № 1

Методы	Масштаб	Интервал, м	Аппаратура	Скорость записи, м/ч
стандартный каротаж	1:500	33,0–3836,0	Э-35, Э-7, БКЗ-75	2000
БК	1:500 1:200	33,0–3836,4 1697,8–2008,0 3560,5–3836,4	2БК, БКЗ-75	400-900
ГК	1:500 1:200	33,0–3833,0 652,0–3836,4	РК-8	150-200
БКЗ	1:200	1697,8–2006,0 3560,5–3836,0	БКЗ-75	900
ИК	1:200	3560,5–3836,8	2ИК-75	200
ВИКИЗ	1:200	3560,5–3838,4	ВИКИЗ	1500
МК, МБК, МКВ	1:200	3560,5–3836,8	БМК-75	360
ННК	1:200	3560,5–3836,0	РК-8	200
НГК	1:200	3560,5–3836,0	РК-8	200
ГГК-П	1:500 1:200	3560,5–3836,0 3560,5–3836,0	ПК-75	330
ГГК-ЛП	1:200	3555,0–3825,0	СГПЛ-73	150
СГК	1:200	3560,5–3836,0	ЦГС-2	200
СНГК-СЛ	1:200	3560,5–3836,0	СПРК-90	
АК	1:200	652,0–3827,0	АКЦ-75	360
АКЦ	1:500	0–650,0	АКЦ-75	360
	1:500	0–1697,0		
	1:500	0–3121,6		
	1:500	2040,0–3567,0		
кавернометрия	1:200	652,0–3830,8	КП-75	150-900
термометрия	1:500	0–3839,0	Т-75	1000
ГДК	11 проб	3724,0–3745,2	АГИП-К	
наклонометрия		3560,0–2840,0	НИД-2	
инклинометрия	через 5, 10, 20 м	0–3837,0	ИММН-60	384 точки

В скважине проведены повторные исследования БМК и БКЗ (аппаратурой «ЛО-ГИС» фирмы «РИАЛОГ» и «РИАЛОГ-200» НПО «Нефтегеофизприбор»), что позволило провести оценку качества каротажа сопротивления по повторным замерам разными приборами. В результате установлено хорошее их соответствие, что свидетельствует о надлежащем качестве выполненных исследований.

Анализ материалов новых методов ВИКИЗ, СГК, СНГК, ГГК-ПП позволил установить следующее.

Метод ВИКИЗ позволяет определить удельное сопротивление пластов  $s_n$ , зоны проникновения  $s_{зп}$  и приближённо диаметр зоны проникновения  $D$ . Сравнение этих параметров, определённых по данным других методов каротажа сопротивлений, показало в целом неплохое их соответствие.



Спектрометрические гамма- и нейтронный гамма-каротажи, за исключением интегрального ГК, характеризуются плохой повторяемостью в интервалах повторных замеров, пористость по СНГК в продуктивной пачке существенно занижена по сравнению со стандартным ННК. Лито-плотностной гамма-гамма каротаж также отличается невысоким качеством, о чём свидетельствуют существенное завышение объёмной плотности по сравнению со стандартным ГГК и нереально высокие индексы фотоэлектрического поглощения.

В целом материалы новых методов, за исключением ВИКИЗ, интегрального ГК аппаратуры СГК и наклонометрии оказались низкого качества, что не позволило использовать их и выданные по ним заключения для количественной интерпретации.

### Технология комплексной интерпретации данных ГИС

Технология выделения коллекторов, определения их свойств и нефтегазонасыщенности в разрезе скважины № 1 Новая основана на комплексной интерпретации результатов изучения керна и геофизических исследований. При этом решались следующие задачи:

- увязка интервалов отбора керна и материалов геофизических исследований по глубинам;
- расчленение продуктивной пачки на однородные по данным ГИС пластопересечения, выделение коллекторов и определение их толщин;
- снятие существенных значений кажущихся параметров, введение поправок за искажающие факторы и определение истинных параметров ( $c_n$ ,  $c_{пп}$ ,  $\rho_n$ ,  $K_n^{НК}$ ,  $Dt_p$ ,  $I_r$ );
- определение глинистости, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности выделенных пластопересечений по материалам петрофизических исследований;
- определение пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, коэффициента вытеснения по материалам ГИС с использованием обоснованных петрофизических и интерпретационных моделей геофизических методов;
- анализ полученных результатов и обоснование принятых значений глинистости, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и коэффициента вытеснения.

#### *Увязка керна геофизических материалов по глубинам*

Увязка керна и геофизических материалов по глубине проведена на основе сопоставления естественной гамма-активности, полученной при сплошном исследовании керна, с диаграммой гамма-каротажа и результатов послойного описания керна с диаграммами микрозондов и микрокаверномер. При этом вынесенный керн равномерно распределялся в интервале отбора. В качестве реперов использовались глинистые прослой по описанию керна, чётко выделяющиеся на диаграммах микрометодов. В результате установлено, что в верхней части пачки глубины отбора керна на 2,3 м больше, чем по данным ГИС, к низу пачки это расхождение сначала уменьшается, а затем в пределах 1 м приобретает обратный знак. В целом погрешности привязки керна к материалам ГИС по нашим оценкам не превышает  $\pm 0,2-0,3$  м.

В дальнейшем результаты петрофизических исследований образцов керна были привязаны к выделенным по материалам ГИС пластовым пересечениям, что позволило определить их фильтрационно-емкостные свойства и предельную водонасыщенность по керну.

#### *Определение истинных параметров пластов*

Всего в разрезе чокракских отложений выделено 17 пластопересечений, толщина которых изменяется от 0,4 до 6 м. Во всех пластопересечениях отсчитаны существенные значения диаметра скважины по каверномеру и микрокаверномеру; кажущиеся сопротивления микроградинт- и микропотенциал-зондов, БМК; БК; 2БК; 2ИК;  $c_{3п}$ ;  $c_n$  и  $\frac{D}{d_{ске}}$  по методу ВИКИЗ; показания ГК; нейтронная пористость; объёмная плотность; интервальное время пробега продольной волны  $Dt_p$ . Используя существующее палеоточное обеспечение и документацию на геофизические приборы, введены поправки за влияние искажающих факторов.

В связи с небольшой толщиной глинистой корки (10–14 мм) поправки за её влияние в сбмк не вводились и принято, что  $C_{бмк} = C_{пп}$ .

Кажущиеся сопротивления бокового каротажа исправлены за влияние скважины и вмещающих пород, а кажущиеся сопротивления двухзондового индукционного каротажа – за скин-эффект, влияние скважины и вмещающих пород.

В результате программной обработки материалов ВИКИЗ определены удельные сопротивления зоны проникновения, пласта и диаметр зоны проникновения. В связи с небольшими толщинами выделенных пластопересечений обработка БКЗ для определения удельных сопротивлений пластов не проводилась.

В результате анализа материалов каротажа сопротивлений установлено понижающее проникновение фильтрата промывочной жидкости в проницаемые пласты, что надёжно подтверждается радиальным градиентом сопротивлений на зондах с разной глубиной исследований. Глубина зоны проникновения небольшая и по ВИКИЗ составляет в среднем 2–3 диаметра скважины. Понижающее проникновение в условиях чоккракских отложений при  $C_{ф} \approx C_{п}$  является надёжным качественным признаком нефтегазонасыщенности коллекторов. Окончательные значения с определялись по материалам бокового и индукционного каротажей.

В показания гамма-каротажа введены поправки за инерционность аппаратуры и по зависимости  $K_{эл} = f(I_e)$  при  $I_r < 4$  мкР/ч приближённо определена глинистость пород. При оценке нейтронной пористости использовались измеренные  $K_n^{ннк}$ . В зарегистрированную гамма-гамма каротажом объёмную плотность введены поправки за естественное гамма-излучение  $\rho_c^{опр}$ .

Определённые истинные геофизические параметры  $C_{пп}$ ,  $C_{п}$ ,  $I_e^{ист}$ ,  $K_n^{ннк}$ ,  $\rho_c^{опр}$ ,  $Dt_p$  и ранее обоснованные интерпретационные модели геофизических методов использованы для геологической интерпретации при выделении коллекторов, определении глинистости, пористости, нефтегазонасыщенности и коэффициента вытеснения.

#### *Выделение коллекторов и определение эффективных толщин*

Выделение коллекторов и определение эффективных толщин проводилось по комплексу качественных геофизических признаков с привлечением послойного описания и петрофизических исследований керна.

При выделении коллекторов и определении эффективности толщин использовались следующие качественные критерии:

- положительные приращения на кривых микрозондов;
- сужение фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным на диаграммах микрокаверномера за счёт образования глинистой корки;
- радиальный градиент сопротивлений, чётко фиксирующийся при сравнении кривых бокового каротажа и бокового микрокаротажа, причём  $C_{бк} > C_{бмк}$ , что свидетельствует о понижающем проникновении и нефтегазонасыщенности коллекторов;
- низкие значения естественной гамма-активности, не превышающие 5–6 мкР/ч.

В целом в III продуктивной пачке выделено 17 пластопересечений коллекторов, эффективная толщина которых варьирует в пределах 0,4–6 м. Общая эффективная толщина III пачки составляет 28,4 м.

#### *Определение глинистости*

Известно, что определение глинистости по материалам гамма-каротажа в слабглинистых песчано-алевритовых коллекторах является сложной задачей, поскольку естественная гамма-активность пород в таких условиях в основном зависит от содержания и гамма-активности алевритового компонента. Приближённые оценки глинистости при 4 мкР/час могут быть получены по зависимости  $K_{эл} = f(I_e)$ .

Более точные оценки глинистости могут быть получены по результатам гранулометрического анализа керна. В соответствии с рисунком 9 объёмное содержание пелитовой фракции в коллекторах не превышает 10 %, при этом для подавляющего количества образцов  $K_{гл}$  меньше 6 % и составляет в среднем 3,5 %. Глинистость по керну найдена для всех выделенных пластовых пересечений коллекторов и изменяется от 1,7 до 9,4 % при средневзвешенном по толщине значении, равном 4,5 %. Установленные величины глинистости пластовых пересечений по керну учитывались при определении пористости по нейтронному каротажу.

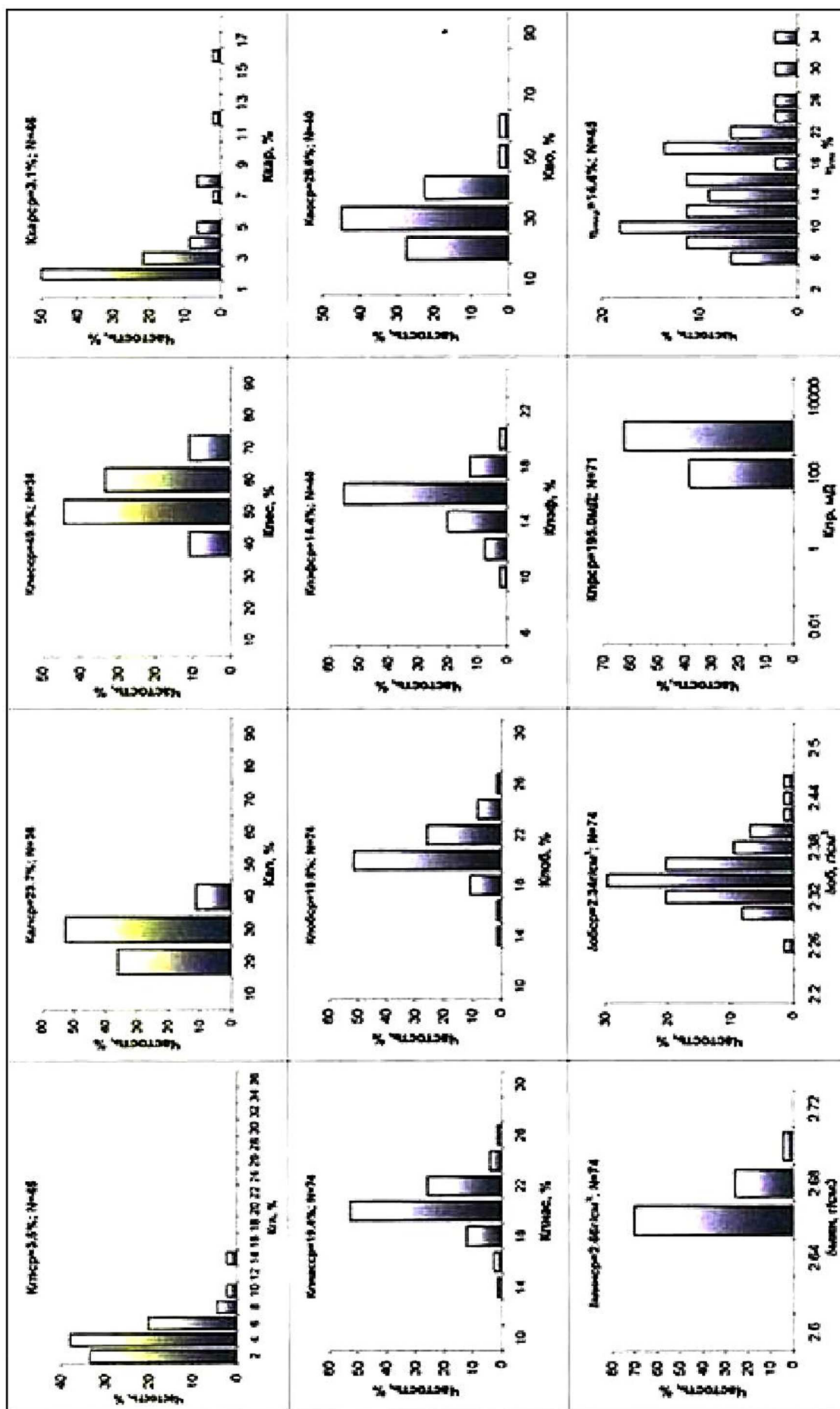


Рисунок 9 – Обобщённая петрофизическая характеристика чокчакских коллекторов на площади Новая

*Определение пористости*

Пористость коллекторов III продуктивной пачки найдена по материалам петрофизических и геофизических исследований. Определение пористости по керну проведено на равномерно отобранных по разрезу пачки 74 образцах в НТЦ и 40 образцах НПЦ. Распределение пористости по этим данным приведены на рисунке 9. Как видно, пористость варьирует в узком диапазоне, преимущественно от 16 до 22 %, при этом более 75 % образцов характеризуется пористостью 18–22 %, а её среднее значение составляет 19,6 %.

В результате увязки керна с материалами ГИС по глубине определена средняя пористость по керну для всех выделенных пластопересечений и её средневзвешенное по эффективной толщине значение, равное 19,4 %. Следует отметить, что пористость по керну может быть несколько занижена вследствие неполного (82 %) выноса породы при отборе. Как правило, потеря породы при отборе керна приурочена к наиболее рыхлым участкам разреза с наилучшими коллекторскими свойствами.

При оценке пористости по геофизическим исследованиям использовались материалы плотностного гамма-гамма, нейтронного и акустического каротажей. Наиболее эффективным методом определения пористости коллекторов III пачки является плотностной гамма-гамма каротаж. Интерпретационная модель объёмной плотности имеет выражение:

$$K_n^{общ} = \frac{2,66 - \rho_n}{1,66} = 1,6 - 0,6 \cdot \rho_n, \quad (1)$$

где  $K_n^{общ}$  – общая пористость, %;  $\rho_n$  – объёмная плотность, г/см<sup>3</sup>.

По уравнению (1) определена пористость всех выделенных пластопересечений. Сравнение пористости по ГГК и керну показало хорошее их соответствие, средние расхождения не превышают 1 %, а средневзвешенные по эффективности толщине значения составляют 20,1 и 19,4 %.

Пористость по интервальному времени продольной волны  $Dt_p$  вычислялись по уравнению среднего времени:

$$K_n = \frac{Dt_p - 180}{430}, \quad (2)$$

где  $K_n$  – пористость, %;  $Dt_p$  – интервальное время продольной волны, мкс/м.

Окончательные значения пористости приняты по ГИС на основе анализа результатов, полученных по всем методам (ГГК, АК, ННК) и пористости по керну.

**Обоснование петрофизических моделей чокракских коллекторов**

В целом чокракские коллектора III продуктивной пачки в скважине № 1 Новая могут быть отнесены к поровому типу, к III и IV классам по классификации А.А. Ханина и сложены глауконито-кварцевыми, мелкозернисто-псаммитовыми и крупнозернистыми алевритовыми, слабглинистыми, некарбонатными песчано-алевролитовыми породами. Пределы изменения и средние значения петрофизических параметров коллекторов в скважине № 1 Новая приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Петрофизические параметры чокракских коллекторов

Петрофизические параметры	Пределы изменения	Средние значения
1	2	3
Пористость $K_n$ , %	16,0–24,4	19,6
Пористость скелета породы $K_n^{ск}$ , %	20–25	23
Проницаемость $K_{пр}$ , мД	15–500	195
Объёмное содержание песчаной фракции $K_{пес}$ , %	31–64	50

Окончание таблицы 3

1	2	3
Объёмное содержание алевроитовой фракции $K_{ал}$ , %	12–39	23,7
Объёмное содержание глинистой фракции $K_{гл}$ , %	1,1–13	3,5
Относительная глинистость $z_{гл}$ , %	8,1–40,2	14,4
Карбонатность $K_{кар}$ , %	1,3–12,0	3,1
Объёмная плотность $\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,25–2,45	2,34
Минералогическая плотность $\rho_{мин}$ , г/см <sup>3</sup>	2,65–2,70	2,66
Связанная водонасыщенность $K_{во}$ , %	12–50	25,6
Эффективная пористость $K_n^{эф}$ , %	12–18	14,4

В результате выполненных лабораторных исследований обоснованы следующие петрофизические модели чокракских коллекторов.

*Модель объёмной плотности водонасыщенных пород*

Известно, что объёмная плотность  $\rho_n$  водонасыщенных пород определяется выражением:

$$\rho_n = \rho_{ск} \cdot (1 - K_n) + \rho_e \cdot K_n, \quad (3)$$

откуда общая пористость пород определяется по формуле:

$$K_n = \frac{\rho_{ск} - \rho_n}{\rho_{ск} - \rho_e}, \quad (4)$$

где  $\rho_{ск}$  – плотность скелета, г/см<sup>3</sup>;  $\rho_e$  – плотность пластовой воды, г/см<sup>3</sup>.

Плотность пластовой воды  $\rho_e$  для чокракских отложений равна 1 г/см<sup>3</sup>, таким образом, для определения пористости по уравнению (4) необходимо обосновать плотность скелета  $\rho_{ск}$ . Из распределения минералогической плотности скелета образцов керна (рис. 9) следует, что она варьирует в узких пределах, преимущественно от 2,65 до 2,68 г/см<sup>3</sup>, причём для 50 % образцов составляет 2,66 г/см<sup>3</sup>.

На рисунке 10 приведена зависимость объёмной плотности водонасыщенных образцов  $\rho_n$  от общей пористости  $K_n^{общ}$ , которая надёжно аппроксимируемая выражением:

$$K_n^{общ} = \frac{2,66 - \rho_n}{1,66} = 1,6 - 0,6 \cdot \rho_n. \quad (5)$$

Формула (5) является петрофизической моделью объёмной плотности для изучаемых водонасыщенных пород.

*Модель удельного сопротивления*

При интерпретации материалов каротажа сопротивлений, определении нефтегазонасыщенности и коэффициента вытеснения нефти основополагающими являются зависимости параметра пористости  $P_n$  от пористости  $K_n$  и параметра насыщения  $P_n$  от водонасыщенности  $K_v$ . Параметр пористости  $P_n$  связан с пористостью соотношением:

$$P_n = \frac{c_{en}}{c_e} = \frac{c_{enп}}{c_f} = \frac{a}{K_n^m}, \quad (6)$$

где  $c_{en}$  – удельное сопротивление водонасыщенного пласта, Ом·м;  $c_{enп}$  – удельное сопротивление промытой зоны водонасыщенного пласта, Ом·м;  $c_e$  – удельное сопротивление насыщающей пласт воды, Ом·м;  $c_f$  – удельное сопротивление фильтрата промывочной жидкости, Ом·м;  $a$  и  $m$  – эмпирические коэффициенты;  $P_n$  – параметр пористости.

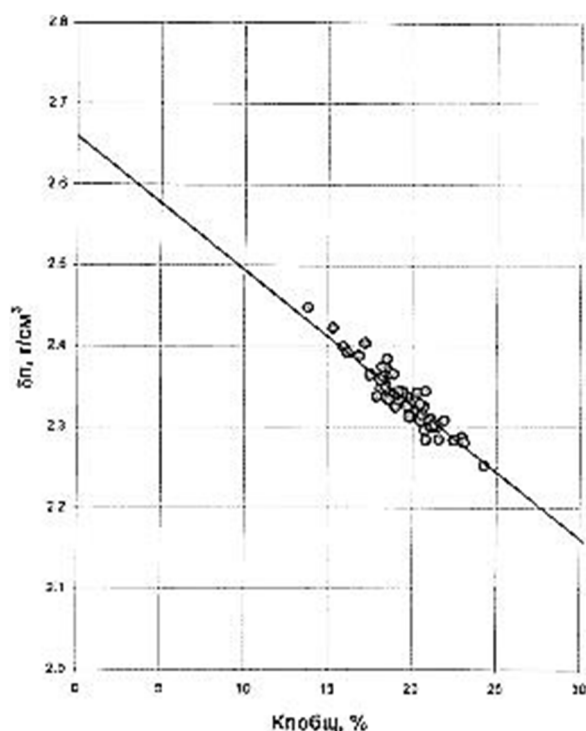


Рисунок 10 – Зависимость объёмной плотности  $\rho_p$  от общей пористости  $K_n^{общ}$

Для обоснования коэффициентов  $a$  и  $m$  необходимо провести измерения удельных сопротивлений водонасыщенных образцов керн. Первоначально такие исследования на 40 образцах керн были выполнены в лаборатории НТЦ. На рисунке 11 приведено сопоставление измеренных на образцах керн значений  $P_n$  и  $K_n$  для коллекторов III пачки и приведена ранее обоснованная зависимость  $P_n = f(K_n)$  для чокракских отложений Западно-Кубанского прогиба:

$$P_n = \frac{0,87}{K_n^{1,69}} \quad (7)$$

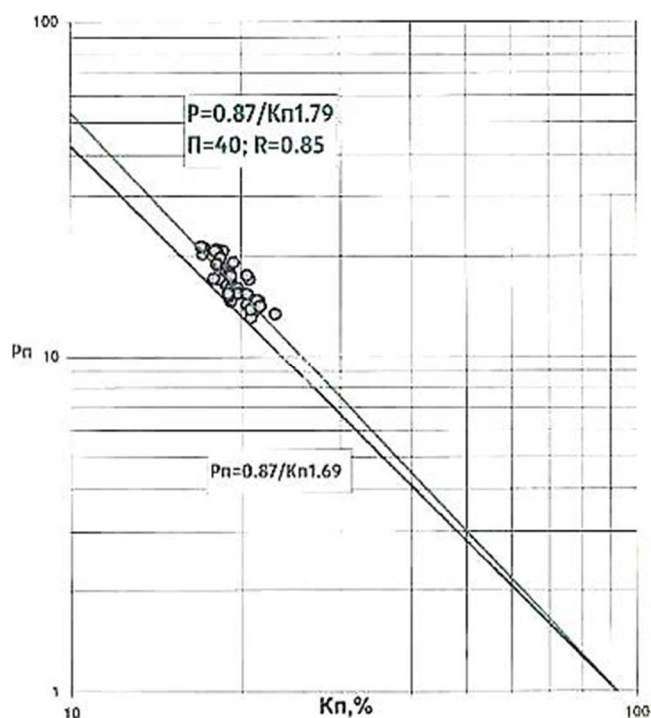


Рисунок 11 – Зависимость параметра пористости  $P_n$  от общей пористости  $K_n$

Как видно, фактические точки располагаются выше зависимости (7) и аппроксимируются уравнением:

$$P_n = \frac{0,87}{K_n^{1,79}} \quad (8)$$

Использование уравнения (8) приводит к некоторому увеличению удельного сопротивления водонасыщенного пласта и, следовательно, к снижению нефтегазонасыщенности коллектора. Установлено, что увеличение пористости коллекторов происходит в результате недонасыщения образцов керна пластовой воды. Существенное увеличение параметра пористости, измеренного в лаборатории НТЦ, по всей вероятности обусловлено излишним осушением боковой поверхности образца при замере сопротивления.

Сопоставление оценок параметров  $P_n$  и  $K_n$  по данным лабораторий НТЦ и НПЦ показано на рисунке 12.

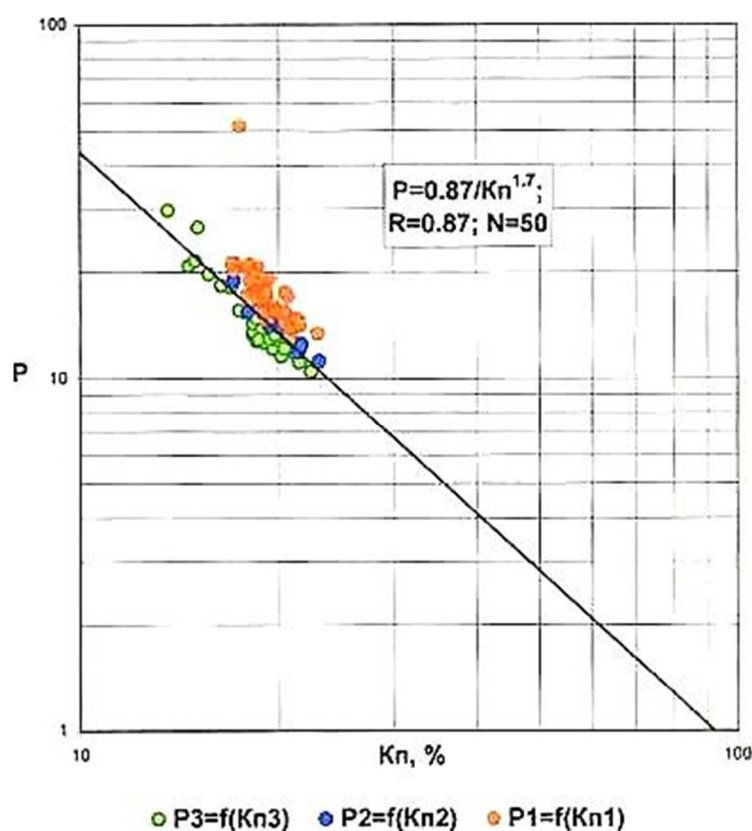


Рисунок 12 – Сопоставление оценок параметров  $P_n$  и  $K_n$  по данным лабораторий НТЦ и НПЦ

Окончательная зависимость  $P_n = f(K_n)$  обоснована по результатам измерений в петрофизической лаборатории ОАО НПЦ «Тверьгеофизика» и имеет следующий аналитический вид:

$$P_n = \frac{c_{вп}}{c_e} = \frac{c_{впп}}{c_{ф}} = \frac{0,87}{K_n^{1,7}} \quad (9)$$

Уравнение (9) практически совпадает с ранее установленной зависимостью параметра пористости от пористости для чокракских отложений Западно-Кубанского прогиба и является петрофизической моделью удельного сопротивления водонасыщенных коллекторов III пачки чокракских отложений в скважине № 1 Новая.

Известно, что параметр насыщения  $P_n$  определяется выражениями:

$$P_n = \frac{c_{нп}}{c_{вп}} = \frac{1}{K_e^n} \quad (10)$$

$$P_{\text{но}} = \frac{c_{\text{нпп}}}{c_{\text{впп}}} = \frac{1}{K_{\text{впп}}^n} = \frac{1}{(1 - K_{\text{но}})^n}, \quad (11)$$

где  $P_{\text{н}}$  и  $P_{\text{но}}$  – параметры насыщения пласта и промытой зоны;  $c_{\text{нп}}$  и  $c_{\text{нпп}}$  – удельные сопротивления нефтегазонасыщенного пласта и промытой зоны, Ом·м;  $K_{\text{в}}$  и  $K_{\text{впп}}$  – водонасыщенность пласта и промытой зоны, %;  $K_{\text{н}}$  – нефтегазонасыщенность, %;  $K_{\text{но}}$  – остаточная нефтегазонасыщенность, %.

Фактическое поле точек аппроксимируется зависимостью:

$$P_{\text{н}} = \frac{c_{\text{нп}}}{c_{\text{вп}}} = \frac{1}{K_{\text{в}}^{1,85}}. \quad (12)$$

Уравнение (12) является петрофизической моделью удельного сопротивления нефтегазонасыщенных коллекторов.

#### *Модель проницаемости*

Абсолютная проницаемость образцов керна измерена в лабораториях НТЦ (74 образца) и НПЦ (30 образцов). Кроме того, в лаборатории НПЦ на 40 образцах определена проницаемость методом ядерно-магнитного резонанса в сильном магнитном поле, распределения проницаемости по данным этих лабораторий в целом хорошо согласуются между собой. Проницаемость коллекторов варьирует в пределах от 10–20 до 190–500 мД при среднем значении 170–190 мД. На распределениях выделяются две группы пород с проницаемостью 50–200 мД (порядка 50–60 % образцов) и более 200 мД (20–40 % образцов). Таким образом, коллекторы III пачки в скважине № 1 Новая по проницаемости также относятся к III–IV классу по классификации А.А. Ханина.

При определении проницаемости терригенных коллекторов по материалам ГИС устанавливаются статистические связи между проницаемостью и геофизическими параметрами. В условиях, когда ёмкость и фильтрационные свойства коллекторов контролируются глинистостью, существуют устойчивые статистические зависимости типа  $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{эл}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(z_{\text{эл}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(I_{\text{э}})$ ,  $K_{\text{пр}} = f(b_{\text{пс}})$  и др.

Наиболее тесно проницаемость терригенных пород связана с эффективной пористостью  $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$  и остаточной водонасыщенностью  $K_{\text{во}}$ , поскольку эти параметры, также как и проницаемость, зависят от размера пор.

Эффективная пористость и остаточная водонасыщенность определены по данным исследования кернов в НТЦ и НПЦ. На рисунке 13 приведена зависимость проницаемости от эффективной пористости. Как видно, между сравниваемыми параметрами наблюдается статистическая связь с коэффициентом корреляции 0,77, которая имеет следующий аналитический вид:

$$\lg K_{\text{пр}} = -0,33 + 17,5 \cdot K_{\text{п}}^{\text{эф}}, \quad (13)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – проницаемость, мД;  $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$  – эффективная пористость, %.

Уравнение (13) является петрофизической моделью проницаемости для изучаемых коллекторов при их предельной нефтегазонасыщенности.

#### **Промыслово-геофизическая характеристика чокракских коллекторов**

По данным промыслово-геофизических исследований залегающая в интервале 3710,6–3741,1 м III продуктивная пачка чокрака характеризуется повышенными удельными сопротивлениями, изменяющимися от 7 до 69 Ом·м. Понижающее проникновение является качественным признаком нефтегазонасыщенности коллекторов. В разрезе отсутствуют плотные породы с повышенным содержанием карбонатного материала, о чём свидетельствуют диаграммы микрозондов и БМК, на которых не прослеживаются прослои высокого сопротивления. Положительные приращения на кривых микрозондов и сужение диаметра скважины на микрокаверномере из-за образования глинистой кор-



ки является надёжным признаком коллектора. Близкие удельные сопротивления фильтра проточной жидкости и пластовой воды приводят к слабой дифференциации кривой ПС. Тем не менее, против продуктивной пачки наблюдаются небольшие отрицательные аномалии до  $-10$  мВ.

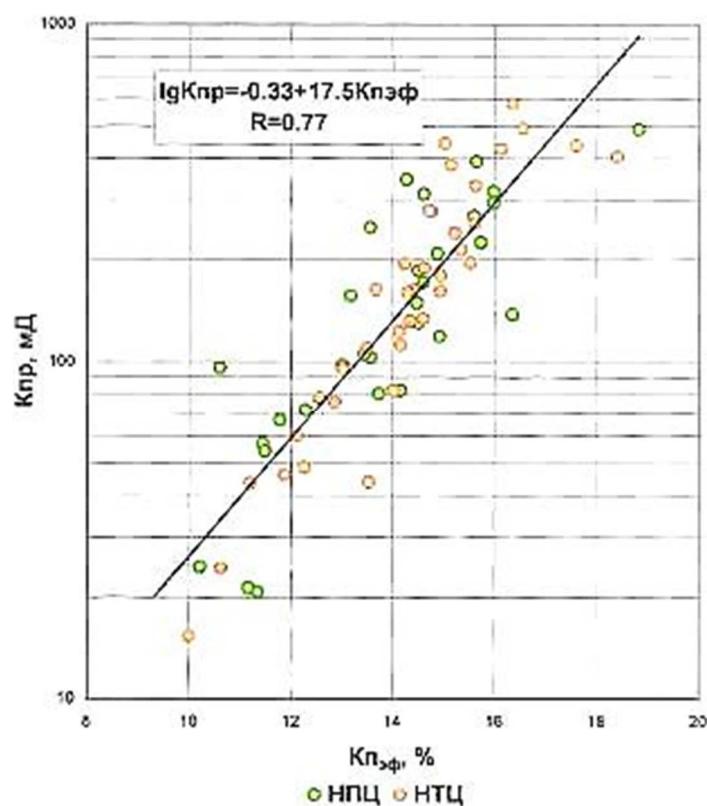


Рисунок 13 – Зависимость проницаемости чокракских коллекторов  $K_{\text{пр}}$  от эффективной пористости  $K_{\text{лэф}}$

По материалам гамма-каротажа коллекторы характеризуются достаточно низкой гамма-активностью (порядка 3,0–3,5 мкР/ч), встречающиеся в пачке глинистые прослои в интервале 3713,5–3714,4; 3726,4–3727,2; 3730,2–3733,1 и 3737,2–3738,3 м выделяются повышенной гамма-активностью – до 5,5–7,0 мкР/ч. Нейтронная пористость коллекторов с поправкой на литологический состав варьирует в пределах 23,2–19,2 %, объёмная плотность изменяется от 2,28 до 2,35 г/см<sup>3</sup>, интервальное время пробега продольной волны – от 260 до 308 мкс/м. Следует заметить, что нейтронный, гамма-гамма- и акустический каротажи хорошо согласуются между собой и дают близкие оценки пористой породы.

Несколько отличается геофизическая характеристика пласта, залегающего в нижней части продуктивной пачки (интервал 3738,3–3741,1 м). По данным микрозондов пласт является коллектором (сужение диаметра скважины, положительное приращение на кривых сопротивлений), однако на кривых БМК и БК не наблюдается существенных расхождений сопротивлений, что свидетельствует о нейтральном проникновении. Последнее косвенно указывает на непередельное насыщение пласта углеводородами и возможное наличие в нём подвижной воды.

Вмещающие продуктивную пачку глинистые породы, как и на других площадях Западно-Кубанского прогиба, характеризуются низкими удельными сопротивлениями (порядка 1,0–1,5 Ом·м), повышенными показаниями гамма-каротажа (8–9 мкР/ч), высокими нейтронной пористостью (порядка 36–38 %) и интервальным временем продольной волны (360–370 мкс/м). Объёмная плотность глин варьирует в достаточно широком диапазоне и составляет в среднем 2,2–2,4 г/см<sup>3</sup>.

Эффективные толщины пластов найдены по комплексу качественных признаков коллектора: наличию глинистой корки на микрокаверномере, положительному прираще-

нию на кривых микрозондов, снижению удельных сопротивлений на кривых бокового микрокаротажа по сравнению с боковым каротажем, что для чокракских отложений является надёжным критерием продуктивных коллекторов. В дальнейшем они контролировались по значениям найденной пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости.

При количественной оценке пористости и нефтегазонасыщенности наиболее сложной проблемой является учёт влияния глинистости на показания нейтронного, плотностного, акустического каротажей и удельные сопротивления. Ранее для преимущественно песчано-глинистых коллекторов Прибрежного и Сладковско-Морозовского районов обоснована статическая зависимость показаний ГК от объёмной глинистости, которая позволяет определить верхний предел глинистости пород. Несколько повышенная гамма-активность пород продуктивной пачки в скважине № 1 Новая (3,0–3,5 мкР/ч) также косвенно свидетельствует о значительном содержании в них алевритового компонента. Это затрудняет оценку глинистости по материалам ГИС без привлечения петрофизических исследований керна. В связи с указанным оценка пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности проведена без учёта влияния глинистости и является верхним возможным пределом изучаемых параметров.

Пористость коллекторов  $K_p$  определена по материалам промытой зоны (табл. 4). Окончательное значение пористости принималось на основе анализа всех полученных данных. Как следует из приведённых данных, пористость коллекторов изменяется в небольших пределах от 18,0 до 24,5 % при преобладающих значениях 20–22 %. Средневзвешенное по толщине значение пористости III пачки составляет 21,9 %.

Для количественной оценки нефтегазонасыщенности  $K_n$  использовались основополагающие зависимости параметра пористости  $P_p$  от пористости  $K_p$  (9) и параметра насыщенности  $P_n$  от водонасыщенности  $K_v$  (11). Проницаемость коллекторов оценивалась по зависимости (13).

Результаты интерпретации всего комплекса промыслово-геофизических методов и керна материала позволяют обосновать модель коллектора в рассматриваемой скважине (табл. 5). В скважине № 1 Новая коллекторы сложены слабоглинистыми, слабокарбонатными, песчано-алевритовыми породами. Минералогический состав песчано-алевритового компонента преимущественно кварцевый, в его составе преобладает мелкозернистая, песчаная и алевритовая фракции. Глинистость коллекторов, определённая по ГК, изменяется от 4 до 13 %, пористость коллекторов составляет в среднем 19–22 %, проницаемость варьирует от 50 до 450 мД, нефтегазонасыщенность изменяется от 70 до 89 %. В целом в скважине № 1 Новая преобладают чистые терригенные коллектора первого типа, что и предопределяет разработанную технологию геологической интерпретации материалов ГИС.

## Литература

1. Беляков М.А. Методические рекомендации по определению подсчётных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / под ред. Б.Ю. Вендельштейна. – Калинин : Научно-производственное объединение «Союзпромгеотехника», 1990. – 261 с.
2. Боярчук А.Ф., Никитин А.Н., Фенин В.А. Литолого-петрофизические и фильтрационные исследования керна по скважине поисково-оценочной 1 Новая. – Тверь : ОАО НПЦ «Тверьгеофизика», 2007. – 100 с.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Споллом, 2018. – 476 с.

Таблица 4 – Сопоставление оценок пористости пластов III пачки различными методами ГИС

№№ п/п	Кровля, м	Подшва, м	h, м	Оценки $K_n$				
				$K_{нжк}, \%$	$K_{нГТК}, \%$	$K_{нАК}, \%$	$K_{нГИС}, \%$	$K_{нкэрн}, \%$
1	3710,5	3712,0	1,5	20,8	19,3		20,1	20,8
2	3712,2	3713,5	1,3	20,6	17,9	22,3	20,2	19,5
3	3713,7	3714,1	0,4	23,2	18,9		21,3	20,2
4	3714,4	3715,6	1,2	17,7	20,0	18,6	19,3	19,0
5	3715,6	3717,0	1,4	17,0	19,3	22,3	19,0	18,5
6	3717,0	3723,0	6,0	17,8	19,8	22,3	20,0	19,6
7	3723,0	3723,9	0,9	16,5	19,4	16,7	19,0	19,7
8	3723,9	3726,4	2,5	18,3	19,8	19,8	20,0	20,6
9	3726,4	3727,2	0,8	22,1	20,1		19,9	21,1
10	3727,2	3728,0	0,8	19,8	21,6		22,0	19,7
11	3728,0	3730,2	2,2	18,1	21,4	23,0	21,0	19,9
12	3730,2	3730,9	0,7	21,1	20,0		20,0	19,6
13	3731,2	3732,4	1,2	20,7	20,5		20,0	22,1
14	3732,6	3733,1	0,5	18,0	20,4		20,0	19,6
15	3733,1	3736,0	2,9	16,2	19,5	13,7	20,0	18,0
16	3736,0	3737,2	1,2	22,2	21,0	23,3	21,0	17,5
17	3738,3	3741,2	2,9	21,6	21,5	24,2	21,0	18,0
<b>Эффективная нефтегазонасыщенная толщина III пачки</b>			<b>28,4</b>	<b>18,9</b>	<b>20,1</b>	<b>20,9</b>	<b>20,2</b>	<b>19,4</b>

Таблица 5 – Принятые параметры чокракских коллекторов в скважине № 1 Новая

№№ п/п	Кровля, м	Подошва, м	h, м	Принятые значения		
				K <sub>ан</sub> , %	K <sub>пр</sub> , %	K <sub>пр</sub> , мД
1	3710,5	3712,0	1,5	4,7	20,1	58,7
2	3712,2	3713,5	1,3	4,8	20,2	71,0
3	3713,7	3714,1	0,4	9,4	21,3	120,5
4	3714,4	3715,6	1,2	6,6	19,3	56,0
5	3715,6	3717,0	1,4	7,7	19,0	99,1
6	3717,0	3723,0	6,0	5,6	20,0	222,0
7	3723,0	3723,9	0,9	3,3	19,0	494,6
8	3723,9	3726,4	2,5	3,2	20,0	282,3
9	3726,4	3727,2	0,8	3,3	19,9	39,4
10	3727,2	3728,0	0,8	5,1	22,0	182,5
11	3728,0	3730,2	2,2	4,9	21,0	296,2
12	3730,2	3730,9	0,7	8,0	20,0	69,7
13	3731,2	3732,4	1,2	4,3	20,0	27,8
14	3732,6	3733,1	0,5	2,5	20,0	98,6
15	3733,1	3736,0	2,9	2,8	20,0	370,6
16	3736,0	3737,2	1,2	2,9	21,0	123,5
17	3738,3	3741,2	2,9	1,7	21,0	47,9
<b>Эффективная нефтегазонасыщенная толщина III пачки</b>			<b>28,4</b>	<b>4,5</b>	<b>20,2</b>	<b>184,5</b>
						<b>71,0</b>

8. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М. : Недра, 1978. – 318 с.
9. Гайдук В.В. Анализ и обобщение геолого-геофизических данных в пределах Темрюкско-Ахтарского лицензионного участка и сопредельных территорий с целью выделения поисковых объектов, оценки ресурсов и обоснования точек заложения скважин. Фонды ООО «НПЭ». – Краснодар : ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», 2004.
10. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторных свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М. : Недра, 1975. – 343 с.
11. Дембицкий С.И., Шнурман Г.А. Совершенствование методики интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований в продуктивных отложениях на площади Новая : отчёт. – Краснодар : КубГУ, 2007. – 71 с.
12. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М. : Недра, 1991. – 367 с.
13. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 1987. – 374 с.
14. 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.
15. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
16. Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М. : Недра, 1987. – 181 с.
17. Матвиенко В.Н., Новосёлова Л.Л. Подземные воды Сладковско-Морозовской площади и возможность использования их в народно-хозяйственных целях : отчёт о НИР. – Краснодар : ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», 2001.
18. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
19. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
20. Прошляков С.Л., Денисенко А.А. Подсчёт запасов по поисково-оценочной скважине № 1 площади Новой : отчёт. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2007. – 122 с.
21. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
22. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
23. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
24. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
25. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 363 с.
26. Шнурман Г.А. Изучение сложных коллекторов Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики. – Ростов : Издательство Ростовского университета, 1979. – 237 с.
27. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2003. – 397 с.
28. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М. : Издательство «ГЕРС», 2001. – 228 с.
29. Обоснование методики интерпретации данных ГИС в продуктивных отложениях площади Новая. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26_0.html)
30. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского Проггиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 13–16.
31. Алефиров С.В. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Новое // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 31–57.
32. Григорьев М.А., Платонов С.Н., Григорьев А.М. Гидродинамические условия кумских отложений южного борта Западно-Кубанского Проггиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 63–66.
33. Ефимов В.И. Перспективы нефтегазоносности приосевой части Западно-Кубанского Проггиба // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 71–73.
34. Климов В.В., Лешкович Н.М. Повышение информативности метода термометрии при проведении геофизических исследований на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 81–87.

35. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
36. Лешкович Н.М. Техника и методика проведения промыслово-геофизических работ на Западно-Казачьем газовом месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 128–135.
37. Лешкович Н.М. Обработка и интерпретация материалов промыслово-геофизических исследований на Западно-Казачьем газовом месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 136–144.
38. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 215–226.
39. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

### References

1. Belyakov M.A. Methodical recommendations for determination of calculation parameters of oil and gas reservoirs based on the materials of geophysical studies of wells with the use of the results of core analysis, testing and testing of pay zones / edited by B.Yu. Vendel'shteina – Kalinin : Research and Production Association «Soyuzpromgeotekhnika», 1990. – 261 p.
2. Boyarchuk A.F., Nikitin A.N., Fenin V.A. Lithologo-Petrophysical and Filtration Studies of Core in Search and Evaluation Well 1 Novaya. – Tver : OAO SPC Tvergeofizika, 2007. – 100 p.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
6. 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.
7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice: monograph. – Lvov : Spole, 2018. – 476 p.
8. Wendelstein B.Yu., Rezmanov R.A. Geophysical methods of oil and gas reservoir parameters determination. – M. : Nedra, 1978. – 318 p.
9. Gaiduk V.V. Analysis and Generalization of Geological and Geophysical Data within the Temryuk-Akhtarsky License Area and Neighboring Territories for the Purpose of Selection of Prospecting Objects, Resource Assessment and Justification of Well Laying Points. ООО NPE funds. – Krasnodar : ООО «Oil and Gas Production Expedition», 2004.
10. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. – M. : Nedra, 1975. – 343 p.
11. Dembitsky S.I., Shnurman G.A. Improvement of methods of interpretation of field geophysical research materials in productive sediments on Novaya Square : report. – Krasnodar : Kuban State University, 2007. – 71 p.
12. Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrofizika. – M. : Nedra, 1991. – 367 p.
13. Ytenberg S.S. Interpretation of Results of Well Geophysical Survey. – Moscow: Nedra, 1987. – 374 p.
14. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of Geophysical Researches during Construction and Operation of Wells at Oil and Gas Fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
15. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
16. Latysheva M.G. Practical Guide for interpretation of diagrams of geophysical methods of well investigation. – M. : Nedra, 1987. – 181 p.
17. Matvienko V.N., Novoselova L.L. Underground waters of Sladkovsko-Morozovskaya square and possibility of their use in national economic purposes : report on research. – Krasnodar : LLC «Oil and Gas Production Expedition», 2001.
18. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocheerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
19. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
20. Proshlyakov S.L., Denisenko A.A. Reserves estimation for exploration and appraisal well #1 of Novaya Square : report. – Krasnodar : LLC «Oil Company Rosneft – STC», 2007. – 122 p.

21. Savenok O.V. Improving the efficiency of basic and information and management technologies in the development of hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves: dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
22. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.
23. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
24. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019.
25. Khanin A.A. Rocks-collectors of oil and gas and their study. – M. : Nedra, 1969. – 363 p.
26. Schnurman G.A. Study of Complex Reservoirs of Eastern Pre-Caucasus according to Industrial Geophysics. – Rostov : Rostov University Publishing House, 1979. – 237 p.
27. Shnurman I.G. Study of Terrigenous Reservoirs of the Eastern Caucasus on the Basis of Geophysical Researches of Wells. – Krasnodar : «Prosveshchenie-South» LLC, 2003. – 397 p.
28. Ellansky M.M. Petrophysical basics of complex interpretation of data from geophysical survey of wells. – M. : «GERS» Publishing House, 2001. – 228 p.
29. Justification of the methodology of interpretation of GIS data in productive sediments of Novaya Square. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bc78a4c53a89521216c26_0.html)
30. 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 Western Kuban Pro-bend // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 13–16.
31. Alefirov S.V. Geological and physical characteristics of the productive layers of the New Deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 3. – P. 31–57.
32. Grigoriev M.A., Platonov S.N., Grigoriev A.M. Hydrodynamic conditions of the Kuma detachment of the southern board of the West Kuban Trough // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 63–66.
33. Efimov V.I. Prospects of the oil and gas bearing capacity of the axis part of the West Kuban Pro-Trough // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 71–73.
34. Klimov V.V., Leshkovich N.M. Increase of informativity of the thermometry method at geophysical investigations on oil and gas fields and underground gas storage // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 81–87.
35. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Increase of reliability of geophysical methods in the directional and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
36. Leshkovich N.M. Technique and technique of field and geophysical works at Zapadno-Kazachiy gas field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 128–135.
37. Leshkovich N.M. Processing and interpretation of materials of field geophysical investigations at the West Cossack gas field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 136–144.
38. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic researches at an established filtration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 215–226.
39. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. The method of the oil fields development with the interacting objects // Territory Neftgaz. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.