

УДК 622.831.312

## ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВОЕ

## GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF PRODUCTIVE DEPOSITS OF THE NOVOYE OIL FIELD

**Алефилов Сергей Викторович**

студент,  
института Нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
alefirov@mail.ru

**Alefirov Sergey Viktorovich**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university  
alefirov@mail.ru

**Аннотация.** Месторождение Новое представлено антиклинальной складкой субширотного простирания. Складка связана с брахиантиклиналью. 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 западной части локальными затухающими разрывными нарушениями. Амплитуда нарушений порядка 10–15 м. Непосредственно в пределах Нового месторождения залежь углеводородов открыта в III пачке чокракского яруса. Залежь по типу пластовая, сводовая. На основании степени изученности запасы нефти и растворённого газа Нового месторождения отнесены к категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Перспективные ресурсы нефти и растворённого газа определены объёмным методом по общепринятой формуле.

**Annotation.** The Novoye field is represented by the sublatitudinal strike anticline fold. The fold is connected to the brachyanticline. The fold of the isogypsum closes at the mark of minus 3510 m and has a height of more than 100 m. The folds within the indicated boundaries are 3,5×1,7 km. The fold is complicated in the western part by local damped faults. The amplitude of violations is of the order of 10–15 m. Directly within the New Field, the hydrocarbon deposit is discovered in the III pack of the Chokrak stage. Deposit as a reservoir, vault. Based on the degree of knowledge, the reserves of oil and dissolved gas from the New Field are classified as S<sub>1</sub> and S<sub>2</sub>. Perspective resources of oil and dissolved gas are determined by the volumetric method according to the standard formula.

**Ключевые слова:** слова: геологическое строение месторождения; нефтегазоносность месторождения; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; эффективные нефтенасыщенные толщины; обоснование подсчётных параметров; подсчёт запасов нефти и растворённого газа.

**Keywords:** geological structure of the field; oil and gas content of the field; physical and hydrodynamic characteristics of productive layers; effective oil saturated thickness; substantiation of calculated parameters; oil and dissolved gas reserves.

### Общие сведения о месторождении

Новая площадь расположена на восточном побережье Азовского моря, в зоне Приазовских плавней (рис. 1). В административном отношении она находится в Темрюкском районе Краснодарского края. Ближайшими месторождениями к структуре Новая являются ЮМГ, Чумаковское и Прибрежное.

В геоморфологическом отношении район работ находится в западной части Прикубанской низменности (отметки высот от 0 до 7,5 м) и представлен заболоченной местностью с отдельными песчаными грядами, плавнями и лиманами, занимающими большую часть площади.

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, что, в свою очередь, увеличивает сроки строительства скважин и, в последующем, возникают трудности при сооружении групповых установок и прокладке нефтяных, газовых и конденсатных трубопроводов.

### Геологическое строение месторождения и залежей

#### *Литолого-стратиграфическая характеристика разреза*

В пределах Темрюкского залива и смежной части Приазовья бурением вскрыты отложения от антропогена до майкопа. Нижележащие отложения эоцен-палеоцена, верхнего и нижнего мела (до альбского яруса включительно) изучены на Северной Тамани.

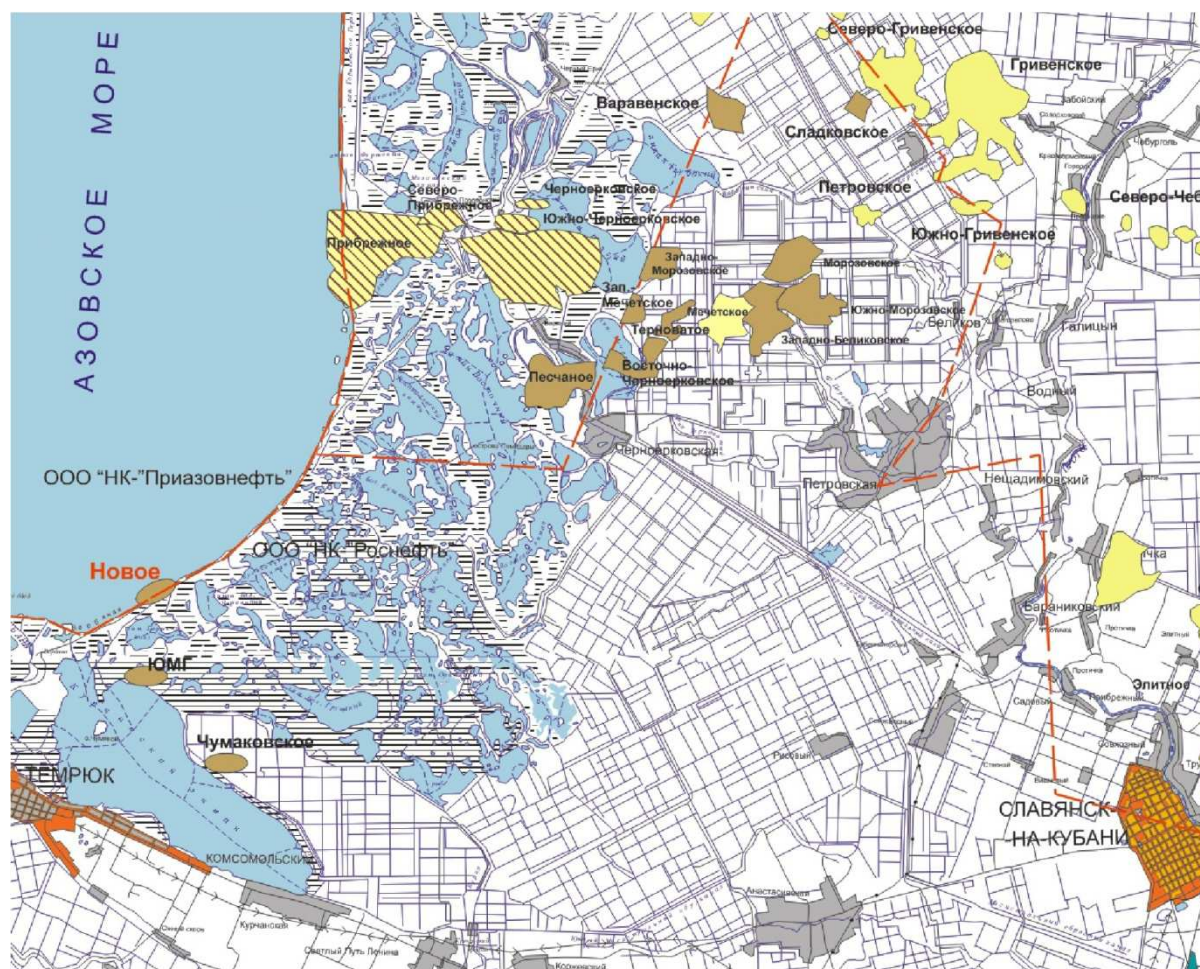


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Расчленение отложений Темрюкской синклинали и смежных территорий выполнено на основании стратиграфических схем, разработанных А.К. Богдановичем, В.Н. Буряком и усовершенствованных Т.Н. Пинчук. Использовались данные микрофаунистических и литолого-петрографических анализов, межскважинной корреляции коротажных разрезов, сейсмофациальных исследований.

Представленный литолого-стратиграфический разрез Нового месторождения составлен на основе материалов ГИС и исследования керна в скважине № 1 Новая, а так же сопоставлению с разрезами структурных и глубоких скважин соседних площадей Ордынской, Червонной, Темрюкской и месторождений – ЮМГ, Чумаковского.

Описание разреза приводится снизу вверх.

*Неоген*

*Нижний миоцен*

*Коцахурский ярус*

*Верхнемайкопская подсерия*

На акватории Темрюкского залива и смежной части Приазовья вскрыта только верхняя часть майкопской серии (сотни метров). Представлена она исключительно глинами.

Верхнемайкопские отложения сложены глинами тёмно-серыми до чёрных, листоватыми, гидрослюдистыми, тонкослоистыми, плотными, аргиллитоподобными, неизвестковистыми. Глины преимущественно растресканные под различными углами, с зеркалами скольжения, угол не ясен. Глины содержат пиритизированные членики водорослей, рыбы остатки майкопского облика и обломки раковин моллюсков не определяемые.

Фаунистически верхний майкоп по наличию одного из руководящих видов фораминифер *Saccamina zuramakensis* Bogd. охарактеризован в единичных скважинах Приблизно-Морозовского конуса выноса.

Майкопские глины отличаются от вышележащих тархан-чокракских глин, низким содержанием мелкопесчаного (до 0,5 %) и алевритового (до 30 %) материала, и резким повышением рассеянного органического вещества. Содержание ХБА в майкопских глинах увеличивается втрое по сравнению с глинами чокракских отложений. Содержание  $XBA_{\text{мин}} = 0,037 \%$  в тархан-чокракских отложениях увеличивается до 0,18 % в майкопских отложениях в разрезе скважины № 4 (Микерина Т.Б.).

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

#### *Средний миоцен*

В Западном Предкавказье средний миоцен подразделяется на тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы. Наиболее хорошо охарактеризован находками микрофауны перспективный для поисков УВ чокракский разрез. В отложениях конкского яруса керн не отбирался, что не позволило из-за отсутствия микрофауны выделить его в самостоятельное стратиграфическое подразделение, поэтому он рассматривается совместно с караганским ярусом.

#### *Тарханский ярус*

Сложен тёмноцветными (майкоповидными) глинами. Мощность – десятки метров. В пределах площади отложения яруса не выделены.

#### *Чокракский ярус*

По комплексу геолого-сейсмических признаков в чокракском разрезе Темрюкской синклинали выделяются две части: нижнечокракская (среднечокракская) и верхнечокракская.

#### *Нижнечокракские (среднечокракские) отложения*

На основе анализа геолого-сейсмических данных установлено, что нижнечокракские отложения залегают на майкопе со стратиграфическим и, нередко, угловым несогласием. Нижняя граница нижнечокракских отложений условно проводится по подошве пачки V (по номенклатуре Сладковско-Морозовского района), на участках отсутствия пачки V или отложений её стратиграфического уровня – по кровле верхней радиоактивной («рыбьей») пачки. Верхняя граница проводится по подошве пачки I.

Структурное несогласие между нижним чокраком и тархан-майкопскими отложениями имеет региональный характер и установлено на многих площадях северного и южного бортов Западно-Кубанского прогиба. Хроностратиграфическое значение несогласия позволяет его использовать как репер при взаимной корреляции литологически слабоконтрастной, тектонически дислоцированной чокракской толщи внутри и между площадями.

Нижний чокрак характеризуется богатым сообществом фораминифер. Биостратиграфически нижнечокракские отложения определяются комплексами фораминифер слоев *Tschokrakella caucasica*. Наличие пиритизированных ядер и створок раковин указывает на значительные (120–200 м) глубины моря. Общий состав фауны указывает, что солёность нижнечокракского бассейна составляла 26–36 %.

Нижнечокракские отложения представлены переслаиванием глин тёмно-серых, серых, тёмно-серых с зеленоватым оттенком, светло-серых с зеленоватым оттенком, тёмно-серых до чёрных, чёрных, серых и тёмно-серых с коричневым оттенком, коричневых. Преобладают в разрезе глины тёмно-серые, серые и тёмно-серые с зеленоватым оттенком. В нижней части разреза среди выше перечисленных глин встречаются пласты глин тёмно-серых до чёрных, чёрных и светло-серых с зеленоватым оттенком. В глинах залегают прослои и пласты песчаников и алевролитов толщиной от 1–6 мм до 2,2–3,7 м, реже известняков, мергелей, доломитов толщиной от 1–6 мм до 0,05–0,3 м.

Глины тёмно-серые, серые, тёмно-серые с зеленоватым оттенком и светло-серые с зеленоватым оттенком в разной степени алевритистые, слюдистые, слоистые, неслоистые, неяснослоистые, параллельнослоистые, иногда с нечётко выраженной плитчатостью, с землистым, раковистым, неровным и оскольчатым изломом. Глины слабокарбонатные, карбонатные, некарбонатные, реже сильнокарбонатные. Карбонатность глин уменьшается вниз по разрезу. Глины от средней плотности и крепости до

плотных и крепких, в нижней части разреза встречаются глины аргиллитоподобные и доломитизированные. Среди глин наблюдаются включения микрофауны, пирита, обуглившихся растительных остатков, линзовидные включения песчано-алевритового материала и прожилки кальцита толщиной до 1 мм. В большей части глины трещиноватые, местами перемятые, с зеркалами скольжения под углом 35–40°. Трещины разнонаправленные, иногда выполнены кальцитом молочного цвета. Толщина глинистых пластов и прослоев по данным керна от нескольких мм до 7,5 м и более.

Глины тёмно-серые до чёрных и чёрные карбонатные и некарбонатные, крепкие, сильнотрещиноватые. Трещины разнонаправленные, с зеркалами скольжения. Толщина прослоев по данным керна 0,7–4,84 м.

Глины коричневые, серые и тёмно-серые с коричневым оттенком очень плотные, крепкие, алевритистые, некарбонатные, грубослоистые, окремнённые, доломитизированные, жирные на ощупь, на плоскостях наслоения встречается много обуглившихся растительных остатков. Толщина прослоев от 1–7 мм до 0,04–0,05 м.

Коллекторы представлены песчаниками светло-серыми и серыми с желтоватым оттенком, мелкозернистыми, алевритовыми, кварцевыми и глауконитово-кварцевыми, слабослоистыми и глинистыми, неяснослоистыми, участками трещиноватыми по горизонтали, реже алевролитами, песчанистыми, известковистыми и слабоизвестковистыми. Песчаники слабосцементированные и сцементированные. Эффективная ёмкость коллекторов обусловлена гранулярной пористостью межзернового типа. Обломочные зёрна окатанные и полуокатанные, прозрачные, иногда с сероватым оттенком. Отсортировка зёрен хорошая. Цемент глинистый, по типу поровый и контактно-поровый, в единичных случаях базальный, часто наблюдается бесцементное скрепление зёрен. Глина по минеральному составу полимиктовая и гидрослюдисто-хлоритовая. Свободные поры по форме неправильные, удлинённые, часто щелевидные, образовавшиеся за счёт неполного заполнения порового пространства цементом.

Среди известковистых песчаников единично встречены тонкие слои крепкосцементированных песчаников, с глинисто-карбонатным цементом. Песчаники ориентированные слоистые и косослоистые с обилием включений обуглившегося растительного детрита по слоистости. Обломочные зёрна полуокатанные и неокатанные. Отсортировка плохая. Поры просматриваются плохо.

Обломочный материал, в основном, кварцевый (90–97 %). Часто зёрна кварца содержат трещины, заполненные углеводородами. Часть зёрен корродирована цементом. Содержание глауконита варьирует от 1 до 4 %. В основном он имеет аутигенное происхождение. Полевые шпаты редки и сильно изменены вторичными процессами. Типичны чешуйки мусковита.

Алевролиты серые, тёмно-серые, светло-серые; серые и тёмно-серые с зеленоватым и буроватым оттенком, местами песчанистые, глинистые и сильноглинистые, слабослоистые, плотные, крепкие и средней крепости, неслоистые, изредка тонкослоистые, однородные, от средне-сцементированных до крепкосцементированных, от некарбонатных до сильнокарбонатных. В алевролите встречаются тонкие (до 3–4 мм) прослои, обогащённые обуглившимся растительным материалом, и обломки глин. Цемент глинистый, местами сидеритизированный, по типу базальный, встречается бесцементное скрепление зёрен. Толщина прослоев по керну от нескольких мм до 0,9 м.

Известняки тёмно-серые, серые, грязно-белые плотные, крепкие, пелитоморфные, местами песчано-алевритовые, скрытокристаллические, крепкосцементированные. Основная часть пластов и прослоев известняка залегает в верхней части нижнечокракского разреза. Толщина пластов и прослоев от 0,05–0,07 м до 0,3 м.

Мергели коричневато-серые, пелитоморфные, доломитизированные, крепкие, с оскольчатой и раковистой изломом, неслоистые, иногда с обилием раковин и каверн. Толщина прослоев от 2–3 мм до 0,15–0,32 м.

Доломиты коричневые и буровато-серого цвета, массивные, с раковистой изломом.

По структурно-литофациальным критериям нижнечокракские отложения Темрюкской синклинали подразделяются на две литофациальные зоны, перспективные для поисков резервуарных коллекторов и залежей УВ.

На северном борту Темрюкской синклинали расположен Прибрежно-Морозовский конус выноса, в осевой части – группа дистальных конусов, в их числе вскрытые бурением Свистельниковский и Кущеватый.

Прослои и пласты песчаников, алевролитов, редко известняков, мергелей и доломитов нижнего чокрака Прибрежно-Морозовского конуса выноса группируются в наиболее полных разрезах в девять (X–II) пачек, обладающих различными фильтрационно-емкостными свойствами.

В пределах Свистельниковского конуса бурением выявлены три пачки (II, III<sub>0</sub>, III<sub>1</sub>), Кущеватого – шесть (пачки II, III<sub>0</sub>, III<sub>0</sub><sup>1</sup>, III<sub>1</sub>, III<sub>2</sub> и IV).

Толщина пачек в Свистельниковском и Кущеватом конусах изменяется от 2 (пачки III<sub>2</sub>, IV) до 19–32 м (пачка III<sub>1</sub>).

На площади Новой толщина нижнечокракских (среднечокракских) отложений составляет 111 м.

#### *Верхнечокракские отложения*

Имеют региональное распространение в Западно-Кубанском, Керченско-Таманском прогибах и на Тимашевской ступени.

На северном борту ЗКП, верхнечокракские отложения залегают на нижнем чокраке со стратиграфическим и угловым несогласием, в осевой части ЗКП – со скрытым стратиграфическим согласием.

Верхнечокракские отложения характеризуются обедненным комплексом фораминифер угнетенного облика. Биостратиграфически верхнему чокраку соответствуют слои фораминифер с *Nonion parvus*. В целом биоценозы верхнего чокрака указывают на значительное опреснение бассейна (до 20–18 %) и преобладание мелководий.

Верхнечокракские отложения представлены переслаиванием глин тёмно-серых, тёмно-серых с зеленоватым и коричневатым оттенком. Глины карбонатные и слабокарбонатные, слабоалевритистые, слюдистые, 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 коричневатым оттенком, массивные, очень крепкие, доломитизированные.

Мергели тёмно-коричневые, плотные, массивные, очень крепкие, с оскольчатый изломом, доломитизированные, с налётами, прожилками и линзами белого и кремневого кальцита.

Алевролиты от серых до тёмно-серых, песчанистые, кварцевые, плотные, средней крепости, на глинистом цементе.

Песчаники серые, кварц-глауконитовые, плотные, крепкие, на глинистом, местами на карбонатном цементе.

Глинисто-карбонатная толща верхнего чокрака выделяется как пачка I в Прибрежно-Морозовском районе и осевой части ЗКП и XVII горизонт по номенклатуре Анастасиевско-Троицкого месторождения. Резервуарные, коллекторские разности в пачке обнаружены в единичных случаях на Прибрежной площади в скважинах №№ 1, 2, 3 и Свистельниковской площади в скважине № 3.

Толщина верхнего чокрака на площади Новой составляет 37 м.

Общая толщина чокракского яруса – 148 м.

#### *Караганский + конкский ярусы*

Представлены 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, слабоалеврито-слюдистые, слегка песчанистые, сильно-слабокарбонатные и некарбонатные, плотные, местами слаботрециноватые, неяснослоистые и тонкослоистые (за счёт изменения карбонатности), с неровным изломом, с нитевидными прослоями пирита.

Повсеместно в глинах присутствуют раковины и рыба чешуя, унифицированные растительные остатки.

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, слаботрещинчатые. Толщина прослоев 1–4 см.

Доломиты серые, коричневато-серые, плотные, неслоистые, толщина прослоев 1–2 см.

Конкско-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 полносоленого моря.

Наибольшие толщины, 400–495 м, караганские отложения имеют в пределах Новотитаровской зоны дислокаций, характеризующейся максимальными амплитудами и степенью ротации сбросовых нарушений.

В осевой части ЗКП в депрессиях толщина конско-караганских отложений составляет 270 м, на криптодиапирах уменьшается до 200 м.

На площади Новой толщина конкско-караганского составляет 226 м.

#### *Верхний миоцен*

В Западном Предкавказье представлен двумя ярусами: сарматским и меотическим.

#### *Сарматский ярус*

Подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний.

#### *Нижнесарматский подъярус*

Отложения подъяруса представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, карбонатными, песчанистыми, слюдистыми, с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков толщиной 2–5 см, реже до 0,4–0,8–1,0 м.

Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, кварцевые, карбонатные.

Мергели и известняки светло-серые, желтовато-серые, глинистые, доломитизированные.

На площади Новой толщина нижнего сармата составляет 54 м.

#### *Среднесарматский подъярус*

Отложения среднего сармата представлены глинами серыми, тёмно-серыми до чёрных, песчанистыми, карбонатными, с тонкими и редкими прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. В основании подъяруса обособляется пакет переслаивания глин и песчано-карбонатных пород, выделяемый как «мамайский» горизонт. В осевой части Темрюкской синклинали «мамайский» горизонт характеризуется максимальной (до 70–85 м) общей толщиной, количеством и толщиной (до 1 м) песчано-карбонатных прослоев.

Толщины среднего сармата в Прибрежно-Морозовском конусе выноса составляют 160–175 м, в осевой части Темрюкской синклинали 285–315 м.

На площади Новой толщина среднего сармата 258 м.

#### *Верхнесарматский подъярус*

Разрез сложен глинами серыми, тёмно-серыми, карбонатными, плотными, с частыми маломощными прослоями мергелей, известняков, песчаников и песков. Эта толща является аналогом «червячковой свиты», выделяемой на всей территории ЗКП.

На преобладающей территории Прибрежно-Морозовского конуса выноса (Новое, ЮМГ, Чумаковское, Восточно-Чумаковское) верхний сармат имеет четырёхчленное строение. В его кровле залегает пачка преимущественно глинистого состава. Основной объём подъяруса представлен верхней и нижней пачками тонкого переслаивания песчано-карбонатно-глинистых прослоев, разделённых пластом глин. Толщина верхней и нижней пачек составляет, соответственно, 30–35 и 40–45 м, глинистого раздела 10–25 м. На некоторых участках глинистый раздел отсутствует.

В Прибрежно-Морозовском конусе выноса толщина верхнего сармата изменяется от 90 до 155 м, в осевой части Темрюкской синклинали – от 205 до 250 м.

На площади Новой толщина верхнего сармата составляет 226 м. Общая толщина сарматского яруса – 538 м.

#### *Меотический ярус*

На северном борту Темрюкской синклинали меотис со стратиграфическим и угловым несогласием залегает на сармате. В осевой части, в том числе на площади Новой, меотис характеризуется полным разрезом и согласно залегает на подстилающих отложениях.

Разрез меотиса сложен глинами серыми, зеленовато-серыми, алевролитистыми, слюдястыми, карбонатными, с мощными пластами и пачками песчаников, песков и алевролитов светло-серых, мелкозернистых, преимущественно некарбонатных.

По номенклатуре Анастасиевско-Троицкого месторождения алевро-песчаные породы группируются в IV, IV<sub>a</sub>, V, VI, VI<sub>a</sub>, VII и VIII горизонты.

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

На Губернаторской и Свистельниковской площадях толщина меотиса составляет 650 м, в прибрежной зоне (на площадях Ордынская – Червоная) она превышает 700 м. В направлении Тимашевской ступени, на северном и западном бортах синклинали, толщина яруса постепенно сокращается за счёт уменьшения толщины песчаных горизонтов и их последовательного, снизу вверх, стратиграфического выклинивания путём подошвенного налегания на верхнесарматский комплекс. В полосе наибольшего выклинивания меотиса его толщина составляет от 45 м до 80 м, песчаные образования представлены исключительно IV горизонтом. В южном направлении сокращение толщины меотиса происходит за счёт уменьшения толщины песчаных горизонтов при сохранении полноты разреза. В осевой полосе Краснодарско-Анастасиевской антиклинальной зоны, являющейся южной границей Темрюкской синклинали, толщина меотиса составляет 240 м при наличии в разрезе всех основных номенклатурных пачек. В Керченско-Таманском прогибе меотические отложения представлены глинами.

В разрезе площади Новой выделяются IV, V и следы VI, VI<sub>a</sub> и VII горизонтов. Толщина меотического яруса составляет 678 м.

#### *Понтический ярус*

Отложения яруса представлены глинами серыми и тёмно-серыми, карбонатными, песчанистыми, слюдястыми, с прослоями и пластами песчаников (песков) серых, тёмно-серых, карбонатных, средне-мелкозернистых.

Песчаные прослои объединены во II и III промысловые горизонты. Максимальные суммарные толщины, до 320 м, горизонты имеют на северном борту Темрюкской синклинали, в полосе Новотитаровской зоны блоково-сбросовых дислокаций. В южном направлении горизонты постепенно выклиниваются. В осевой части и на южном борту синклинали, на площадях Гарбузовская, Становая, Рисовая толщины горизонтов не превышают 15–30 м.

На площади Новой толщины II и III горизонтов составляют 18 и 58 м. Общая толщина яруса 658 м.

#### *Нижний плиоцен*

##### *Киммерийский ярус*

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

Нижняя часть («рудные слои») сложена глинами серыми, тёмно-серыми, некарбонатными, алевролитистыми, слюдястыми, 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 («надрудные слои») – песчано-глинистая. Пески серые и светло-серые, некарбонатные, местами глинистые, слюдястые, слоистые, с прослоями глин серых, некарбонатных, слабопесчанистых, плотных.

Общая толщина киммерийского яруса составляет 827 м.

*Верхний плиоцен*

*Куяльницкий ярус*

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

Глины встречаются двух типов: в низах куяльника преобладают голубовато-серые, карбонатные, в верхней части – пестроокрашенные, бесструктурные, песчанистые, с карбонатными включениями.

Пески буровато-жёлтые и светлые, рыхлые, мелко- и разнозернистые, часто с включениями галек древних пород.

Толщина куяльницкого яруса 652 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 тёмно-окрашенными илами и глинистыми алевритами толщиной до 10–20 м, залегают пестроцветные («пятнистые»), сильно-песчанистые, бесструктурные глины с прослоями и линзами песков субконтинентального, генезиса, большая или меньшая часть которых (предположительно 50–70 м) относится к антропогену.

***Структурно-тектоническая характеристика разреза***

В современном тектоническом плане площадь исследований приурочена к западной части Западно-Кубанского (Индоло-Кубанского) прогиба.

Строение Западно-Кубанского прогиба осложнено в южной части Адагумо-Афипской, в северной – Славянско-Рязанской мегасинклиналями, разделёнными мио-плиоценовой Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной диапировой зоной.

Славянско-Рязанская мегасинклиналь по отложениям нижнего-среднего майкопа отчётливо дифференцируется на Славянскую и Темрюкскую синклинали и разделяющих их Славянский выступ. В пределах Темрюкской синклинали и располагается структура Новая.

*Темрюкская синклиналь* расположена в западной, наиболее погруженной части Славянско-Рязанской мегасинклинали и характеризуется интенсивными пликвативно-дизъюнктивными дислокациями и нефтегазоносностью мио-плиоценовых отложений.

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

*Нижний ярус* представлен глинистой толщей нижнего-среднего майкопа. За редким исключением (складки Геленджикская, Свистельниковская) замкнутые структурные осложнения в нижнем-среднем майкопе отсутствуют.

*Средний ярус* сложен глинистыми и глинисто-карбонатными с прослоями песчанников отложениями верхнего майкопа-сармата.

*Верхний структурный ярус.* Темрюкской синклинали представлен глинисто-песчаной толщей меотиса-плиоцена, характерной чертой которых является наличие малоамплитудных аккумулятивных поднятий.

Центрально-осевая и южная части сухопутного фрагмента синклинали осложнены многочисленными криптодиапировыми гребневидными брахиформными, нередко удлиненными складками преимущественно северо-западного простирания. Размеры складок по длинной оси 2–4 км, реже до 5–6 км, амплитуды от первых десятков до 20–40 м, в единичных случаях до 200–300 м. Доминирующий возраст складок – позднемайкопский-раннесарматский.

*Темрюкский залив.* По сравнению с сухопутным, южная и центральная части морского фрагмента Темрюкской синклинали характеризуются слабой дислоцированностью верхнемайкопско-сарматских отложений. Отличительной особенностью морского фрагмента является резкая асимметрия поперечного строения синклинали, заключающаяся в относительно плавном северном и крутом южном крыльях. В современном и палеопланах осевая зона синклинали близка или совпадает с её южной границей.

Основными геотектоническим и пликвативными (в современном и палеопланах) элементами чокрака морского фрагмента и прилегающей суши осевой части Темрюкской синклинали являются Темрюкская депрессионная зона, Пограничный линейный выступ и Куликовская антиклинальная зона, характеризующиеся юго-западным простиранием.



Куликовская антиклинальная зона включает с юга на север поднятия Новое, Кулики и ряд структурных выступов, раскрывающихся в северном направлении.

С учётом результатов бурения скважины № 1 Новая, а также ранее проведённых сейсмических исследований, уточнено тектоническое строение Новой площади.

По отражающему сейсмическому горизонту С<sub>III</sub> (кровля III пачки чокрака), Новая площадь представлена антиклинальной складкой, субширотного простирания (рис. 2 и 3). Складка связана с брахиантиклиналью. Замыкается складка изогипсой на отметке минус 3510 м и имеет высоту более 100 м. Размеры складки в указанных границах равны 3,5х1,7 км. Складка осложнена в западной части локальными затухающими разрывными нарушениями. Амплитуда нарушений порядка 10–15 м.

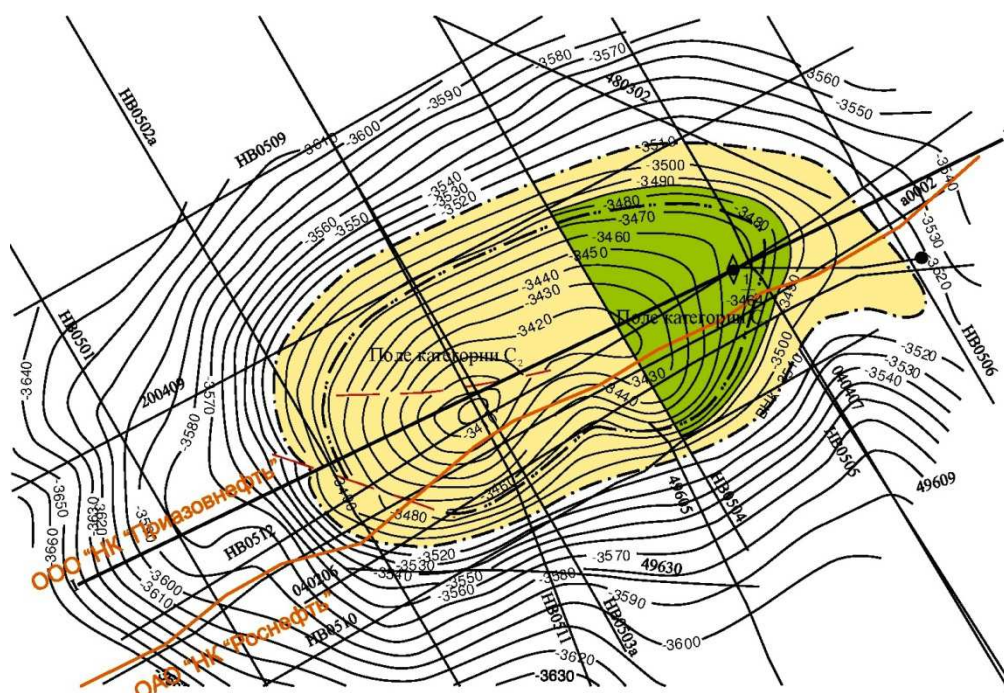


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле коллекторов III пачки чокрака

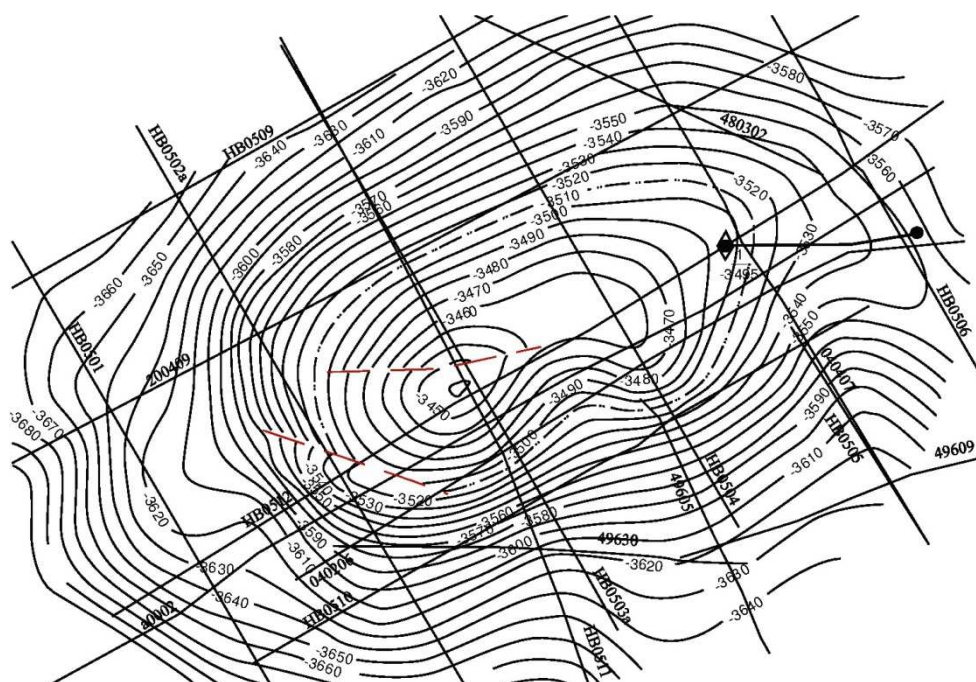


Рисунок 3 – Структурная карта по подошве коллекторов III пачки чокрака

### **Нефтегазоносность**

Новая площадь входит в состав Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. В пределах Западно-Кубанского прогиба (Индоло-Кубанского), к которому в тектоническом плане относится площадь проведения работ, продуктивным является миоценовый нефтегазоносный комплекс.

Нефтегазоносность верхнемиоценовых отложений доказана выявлением газовых месторождений в отложениях понтического и меотического ярусов, таких как: Фрунзенское, Мечетское, Мостовянское, Петровское, Западно-Красноармейское и др. Все эти месторождения приурочены к «бескорневым» складкам уплотнения в терригенных породах, подстилаются подошвенными водами, отличаются относительно простым геологическим строением и сравнительно небольшими запасами (в большинстве случаев – менее 1 млрд м<sup>3</sup>).

С терригенными отложениями среднего миоцена связаны залежи УВ в чокраке, открытые в рассматриваемом районе на ряде площадей. Залежи газа и конденсата открыты на площадях Прибрежная, Восточно-Прибрежная, ЮМГ, Сладковская, нефти – на Морозовской, Варавенской, Терноватой, Восточно-Черноерковской, Западно-Мечетской, Прибрежной, Чумаковской, площадях.

Залежи УВ характеризуются:

- довольно сложным геологическим строением;
- аномально высокими пластовыми давлениями ( $K_{ан} = 1,75–2,03$ );
- часто многопластовые, со сложно определяемым фазовым состоянием пластового флюида;
- резкой изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пачек по площади.

Ближайшие к площади проводимых работ выявленные месторождения в чокраке – ЮМГ, Чумаковское (ООО «РН-Краснодарнефтегаз»), Прибрежное (ООО «Газпром добыча Краснодар»).

Месторождение ЮМГ открыто в 2006 году скважиной № 1, в которой при опробовании отложений чокракского яруса (III<sub>0</sub><sup>1</sup> и III<sub>1</sub> пачки) был получен приток УВ. Пачка III<sub>0</sub><sup>1</sup> опробована в интервале 3168,8–3170,8 м на штуцере 6,1 мм. При освоении получены притоки конденсата и газа дебитами соответственно 85,8 м<sup>3</sup>/сут. и 124,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление на глубине 3169,8 м составляет 58,24 МПа, коэффициент аномальности 1,87. Пачка III<sub>1</sub> опробована в интервале 3176,8–3182,0 м. При освоении объекта получен приток конденсата и газа дебитами соответственно 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 составляет 58,33 МПа, коэффициент аномальности 1,87. Температура на глубине 3162 м составляет 114,9 °С.

Месторождение Чумаковское открыто в 2005 году скважиной № 1, в которой при опробовании отложений чокракского яруса (III<sub>0</sub> пачка) был получен приток УВ. В эксплуатационной колонне проведено опробование пачки в интервале 3448,4–3458,6 м. При освоении объекта получен приток нефти и растворённого газа 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 на глубину 3453,5 м (середина интервала перфорации), составило 61,26 МПа, коэффициент аномальности 1,81, температура пласта на глубине 3430 м – 118,8 °С.

В скважине № 2 в эксплуатационной колонне проведено опробование пачки III<sub>0</sub> в интервале 3466,0–3475,2 м. При освоении объекта получен приток нефти и растворённого газа дебитами 501,6 м<sup>3</sup>/сут. и 128,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 10,0 мм. Пластовое давление, приведённое на глубину 3470,6 м (середина интервала перфорации), составило 51,859 МПа, коэффициент аномальности 1,52, температура пласта на глубине 3455 м – 121,9 °С.

Месторождение Прибрежное открыто в 1985 году скважиной № 1, в которой при опробовании отложений чокракского яруса (I пачка) был получен приток УВ. Всего при проведении ГРП в пределах площади были открыты газоконденсатные и нефтяные залежи в семи пачках чокрака.

Непосредственно в пределах Нового месторождения залежь УВ открыта в III пачке чокракского яруса. Залежь по типу пластовая, сводовая.

Опробование коллекторов III пачки проведено в интервале 3710,4–3730,4 м (абсолютная отметка от –3464,1 до –3484,1 м) получен приток нефти дебитом 205,7 м<sup>3</sup>/сут. и

газа 244,22 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере диаметром 7,5 мм. Пластовое давление составляет 615 кгс/см<sup>2</sup>, температура составляет 124 °С.

Из интервала залегания пачки при опробовании были отобраны глубинные пробы УВ, по результатам анализа которых определено фазовое состояние УВ в залежах. Открытая залежь УВ по фазовому состоянию является нефтяной. Плотность нефти составляет 784 кг/м<sup>3</sup>, объёмный коэффициент пластовой нефти – 1,855, газосодержание нефти – 365,1 м<sup>3</sup>/т.

*Залежь III пачки.* Продуктивная пачка вскрыта скважиной № 1. В разрезе скважины суммарная нефтенасыщенная толщина коллекторов составляет 28,6 м. Пласты коллекторы представлены песчано-алевролитовыми разностями.

Залежь УВ приурочена к структурной ловушке, связанной с брахиантиклинальной складкой субширотного простирания. Размеры складки по замыкающей изогипсе – 3510 м составляют 3,3х1,6 км, амплитуда 110 м. Свод складки ограниченный изогипсой – 3400 м смещен в юго-западную часть структуры. Складка осложнена двумя локальными затухающими разрывными нарушениями, амплитудой до 15–20 м. В виду того, что ВНК по данным ГИС скважиной не вскрыт, не исключено полное заполнение ловушки до отметки – 3510 м, соответствующей замыкающей изогипсе складки.

Залежь по типу является пластовой, сводовой. Режим залежи прогнозируется упругим по аналогии с ранее открытыми залежами в горизонтах чокракского яруса.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности представляются в таблицах 1 и 2.

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

| Параметры  | Пласт III  |
|--|--|
| Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м   | –3464,3  |
| Тип залежи   | пластовая, сводовая  |
| Тип коллектора   | терригенный  |
| Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>                 | C <sub>1</sub> 1995,1<br>C <sub>2</sub> 2804,2                       |
| Средняя общая толщина, м                                   | 28,6   |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м             | C <sub>1</sub> 14,6–20,6<br>C <sub>2</sub> 21,0–24,4<br>средняя 20,6 |
| Коэффициент пористости, доли ед.                           | 0,2  |
| Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.             | 0,72   |
| Проницаемость, 10–3 мкм <sup>2</sup>                       | 125  |
| Начальная пластовая температура, °С                        | 124  |
| Начальное пластовое давление, МПа                          | 60,50  |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с                 | 0,44   |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>     | 0,553  |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup> | 0,784  |
| Абсолютная отметка ВНК, м                                  | 3510   |
| Объёмный коэффициент нефти, доли ед.                       | 1,855  |
| Содержание серы в нефти, %                                 | 0  |
| Содержание парафина в нефти, %                             | 1,3–2,5  |
| Давление насыщения нефти газом, МПа                        | 47   |
| Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т                          | 365,1  |
| Содержание сероводорода, %                                 | 0  |
| Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>                        |  |
| нефти  | 26   |
| воды   |  |
| породы   |  |

**Таблица 2** – Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

| Параметр                                  | Показатели                     |    | Пласт<br>в целом |
|---|--------------------------------|----|------------------|
|   |                                |    | III              |
| Общая толщина, м                          | Среднее значение               |    | 28,6             |
|   | Коэффициент вариации, доли ед. |    | 1                |
|   | интервал<br>изменения          | от | 28,6             |
|   |                                | до | 28,6             |
| Эффективная<br>нефтенасыщенная толщина, м | Среднее значение               |    | 20,6             |
|   | Коэффициент вариации, доли ед. |    |                  |
|   | интервал<br>изменения          | от | 14,6             |
|   |                                | до | 24,4             |
| Эффективная<br>газонасыщенная толщина, м  | Среднее значение               |    | 0                |
|   | Коэффициент вариации, доли ед. |    | 1                |
|   | интервал<br>изменения          | от | 0                |
|   |                                | до | 0                |
| Эффективная<br>водонасыщенная толщина, м  | Среднее значение               |    | 0                |
|   | Коэффициент вариации, доли ед. |    | 1                |
|   | интервал<br>изменения          | от | 0                |
|   |                                | до | 0                |
| Коэффициент<br>песчаности, доли ед.       | Среднее значение               |    | 0,72             |
|   | Коэффициент вариации, доли ед. |    | 1                |
|   | интервал<br>изменения          | от | 0,72             |
|   |                                | до | 0,72             |
| Коэффициент<br>расчленённости, доли ед.   | Среднее значение               |    | 7                |
|   | Коэффициент вариации, доли ед. |    | 1                |
|   | интервал<br>изменения          | от | 7                |
|   |                                | до | 7                |

### ***Гидрогеологические условия***

В гидрогеологическом отношении разрез площади Новой относится к единой неогеновой водонапорной системе в верхней части осадочного чехла Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. Внутри неогеновой водонапорной системы выделяются куяльницко-киммерийский, понтический, меотический и чокракский водоносные комплексы.

#### ***Куяльницко-киммерийский водоносный комплекс***

Связан с песчаными горизонтами куяльника и надрудными песками, выделяемыми в верхней части киммерия. Верхняя часть надрудных слоёв и отложений куяльника представлены пачками до 60 м хорошо отсортированных песков, разделенных тонкими, до 3–5 м, пластами глин. Эта часть разреза, образующая практически монолитную пачку песков, насыщена пресными водами с общей минерализацией 0,5–3 г/л.

Нижняя часть надрудных слоёв представлена глинами с пачками глинистых песков и алевроитов, не выдержанных по площади. Песчано-алевритовые горизонты этой части разреза в пределах Темрюкской синклинали на приток не испытывались. На диаграммах электрокаротажа эти горизонты, как и песчаные горизонты понта, характеризуются отрицательными аномалиями ПС до 40 мВ и сопротивлениями 1,5–2,0 Ом·м. Такая электрическая характеристика указывает на насыщение их минерализованными водами, общая минерализация которых, по-видимому, близка к понтическим водам.

#### ***Понтический водоносный комплекс***

Водоносный комплекс развит на всей территории Западно-Кубанского прогиба. В разрезе понтического яруса выделяются II и III песчаные горизонты. При освоении

понтических горизонтов притоки пластовой воды были получены на Гривенской, Анастасиевско-Троицкой, Прибрежной (скважина № 2), Северо-Чебургольской (скважина № 5) и Элитной (скважина № 12) площадях. Результаты анализа пластовых вод указывают на затруднённый режим водообмена.

Тип вод и минерализация изменяются в широких пределах. На Анастасиевско-Троицкой площади тип пластовых вод гидрокарбонатнонатриевый, минерализация 447,2 мг-экв./л. На площадях западной части северного борта ЗКП (пл. Гривенская, Прибрежная, Южно-Чебургольская и др.) минерализация пластовых вод изменяется от 1230,71 до 2107,12 мг-экв./л, тип вод – хлоркальциевый. В этих водах установлены промышленные концентрации микроэлементов: йода до 45–58,8 мг/л и брома 110,86–129,87 мг/л.

#### *Меотический водоносный комплекс*

Меотические отложения Темрюкской синклинали представлены песчано-глинистыми фациями. По номенклатуре Анастасиевско-Троицкого месторождения в разрезе меотиса присутствует от одного (площадь Сладковская) до семи (площади Терноватая, Прибрежная, Восточно-Черноерковская, Губернаторская) песчаных горизонтов. С юга на север, от центральной части прогиба к северному борту, происходит общее уменьшение толщины меотиса и последовательное, снизу вверх литолого-стратиграфическое выклинивание песчаных горизонтов.

Водоносные горизонты меотического яруса обладают довольно высокими коллекторскими свойствами. При их испытании получены притоки пластовой воды дебитами от 50–60 до 300 м<sup>3</sup>/сут.

Западная часть северного борта ЗКП представляет собой зону затруднённого водообмена с распространением в водоносных горизонтах яруса высокоминерализованных (1524–2115 мг-экв./л) хлоркальциевых рассолов. Солевой состав их на 92–97 % сформирован хлоридами щелочных металлов.

#### *Чокракский водоносный комплекс*

По данным исследователей, пластовые воды чокракского водоносного комплекса относятся к высоконапорным, что связано с высокими пластовыми давлениями, коэффициенты аномальности которых достигают: 1,83–1,98 на Варавенской; 1,94–2,07 на Морозовской; 1,99 на Терноватой; 1,94–2,02 на Прибрежной и 2,22 на Свистельниковской площадях. Величины приведённых гидродинамических напоров увеличиваются от +2161–2223 м на Сладковской до +2726–2997 м на Морозовской и до +2700–3150 м на Прибрежной площадях. Повышение величин гидродинамических напоров связано с повышением пластовых давлений, которые увеличиваются с глубиной погружения коллектора.

При освоении пачек в эксплуатационной колонне дебиты пластовой воды составляли от 1,4–2,0 до 360 м<sup>3</sup>/сут. Удельный вес пластовых вод изменяется от 1,009 до 1,011 г/см<sup>3</sup>.

Воды чокракского яруса Прибрежно-Морозовского и Ханьковско-Губернаторского нефтегазоносных районов относятся к типу гидрокарбонатно-натриевых, к группе хлоридно-натриевых, по классификации Пальмера – к щелочным водам, к классу S1A1A2. Доминирующее место в составе вод занимают хлориды щелочей, а также карбонаты и бикарбонаты щелочей. Подчинённое значение имеют сульфаты щелочей, карбонаты и бикарбонаты щелочных земель. Содержание йода 33–56 мг/л, бора 48–101 мг/л. Минерализация пластовых вод по площади и по разрезу изменяется в незначительных пределах от 380–400 до 508–517 мг-экв./л.

#### **Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

Скважина № 1 на площади Новой вскрыла чокракские отложения на глубинах 3650–3795 м. Керновым материалом охарактеризованы осадочные породы, залегающие выше и ниже III продуктивной пачки, а также сама III пачка.

III продуктивная пачка, залегающая в интервале 3710,6–3746,2 м, представлена керном в шести интервалах отбора: 3708,0–3715,1 м; 3715,1–3718,3 м; 3718,3–3722,9 м; 3722,9–3724,9 м; 3724,9–3740,4 м; 3740,4–3758,5 м. Общая проходка по пачке с отбором керна составила 35,6 м, вынесено 30,05 м, что составляет 84,4 %.

Пачка сложена песчаниками алевритовыми с редкими, тонкими прослоями глин серых с коричневатым оттенком, плотных, аргиллитоподобных и песчаников крепких

сильноизвестковистых, плотных. Преобладают песчаники светло-серые с желтоватым оттенком, серые и тёмно-серые. Реже встречаются песчаники с буровато-серым оттенком и чёрные.

Коллекторы представлены песчаниками светло-серыми и серыми с желтоватым оттенком, мелкозернистыми, алевритовыми, кварцевыми и глауконитово-кварцевыми, слабogliнистыми и глинистыми, неяснослоистыми, участками трещиноватыми по горизонтали, реже алевролитами, песчанистыми, неизвестковистыми и слабоизвестковистыми. Песчаники слабосцементированные и сцементированные. Эффективная ёмкость коллекторов обусловлена гранулярной пористостью межзернового типа. Обломочные зёрна окатанные и полуокатанные (рис. 4 и 5), прозрачные, иногда с сероватым оттенком. Отсортировка зерен хорошая. Цемент глинистый, по типу поровый и контактно-поровый, в единичных случаях базальный, часто наблюдается бесцементное скрепление зёрен. Глина по минеральному составу полимиктовая и гидрослюдисто-хлоритовая. Свободные поры по форме неправильные, удлинённые, часто щелевидные, образовавшиеся за счёт неполного заполнения порового пространства цементом (рис. 6 и 7).

Среди неизвестковистых песчаников единично встречены тонкие слои крепко-сцементированных песчаников, с глинисто-карбонатным цементом. Песчаники ориентированные слоистые и косослоистые с обилием включений обуглившегося растительного детрита по слоистости. Обломочные зёрна полуокатанные и неокатанные. Отсортировка плохая. Поры просматриваются плохо.

Объём лабораторных исследований керна по месторождению представлен в таблице 3, в которой приведены сведения о количестве образцов по видам лабораторных исследований керна.

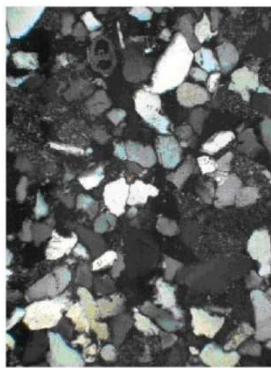
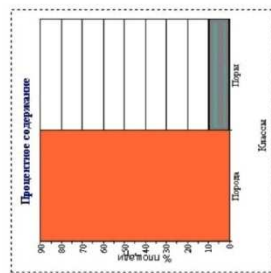
**Таблица 3** – Освещённость керновым материалом разреза скважины № 1

| Интервал отбора керна, м | Проходка, м | Вынос керна, м | Вынос керна, % | Количество исследованных образцов | Количество образцов на 1 м проходки |
|--------------------------|-------------|----------------|----------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 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                                 |
| 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                                |

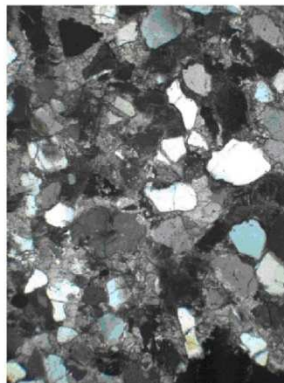
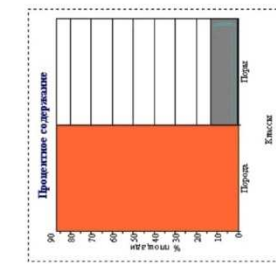
Минералогическая плотность песчаников колеблется от 2,65 до 2,7 г/см<sup>3</sup>, объёмная от 2,05 до 2,23 г/см<sup>3</sup>. Пористость насыщения изменяется от 15,3 до 24,3 % и общая пористость изменяется от 15,4 до 24,44 %.

Проницаемость изменяется от 15,33 до 581 мД. Пласты песчаников относятся к II, III и IV классу коллекторов по классификации Ханина.

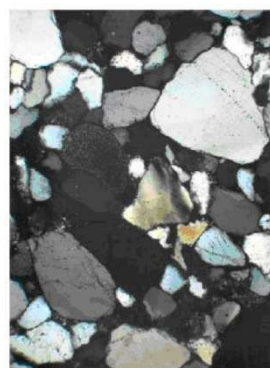
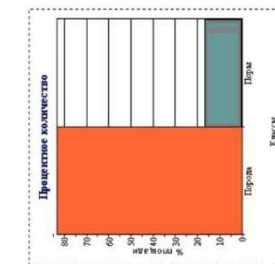
Покрышкой для коллекторов III пачки являются глины тёмно-серые, с коричневым оттенком, тонко-горизонтальнослоистые, за счёт прослоек мергеля от миллиметра до нескольких сантиметров, плотные, аргиллитоподобные, с примесью органики в виде растительного детрита и остатков рыб, с примесью слюды.



3728.95-3729.00  
алевролит песчанистый, кварцевый

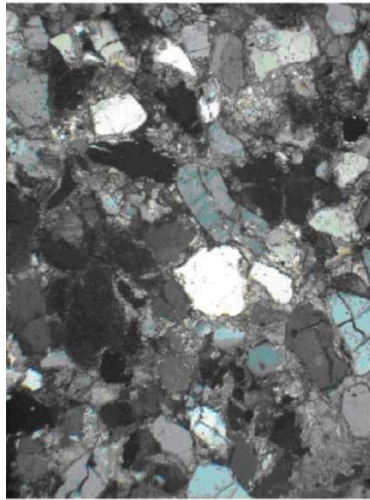


3728.95-3729.00  
алевролит песчанистый, кварцевый

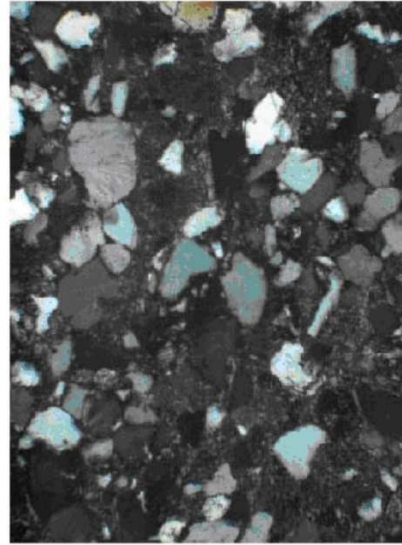
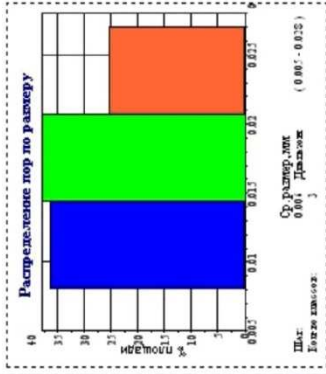


3728.95-3729.00  
алевролит песчанистый, кварцевый

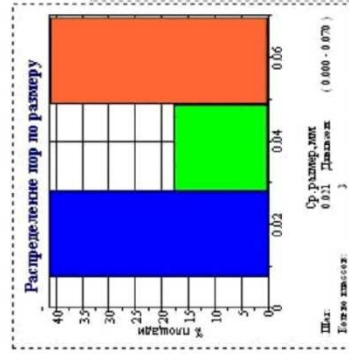
**Рисунок 4** – Характеристика порового пространства (по скважине № 1)



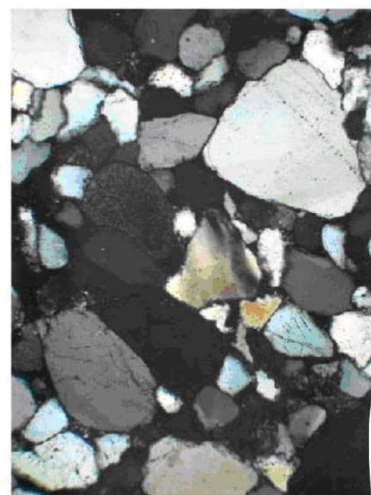
3728.95-3729.00  
алевролит песчанистый, кварцевый



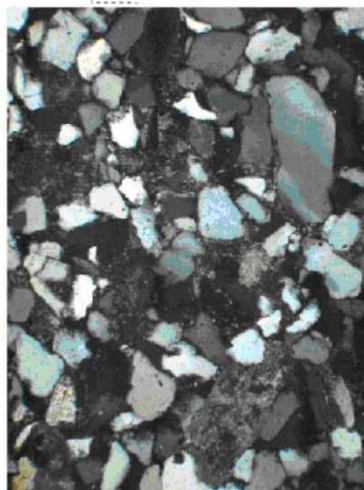
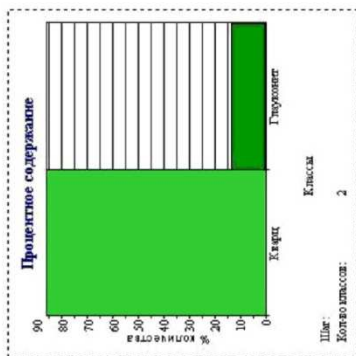
3736.64-3736.69  
алевролит песчанистый, глауконито-кварцевый



**Рисунок 5** – Распределение пор в породе по размеру (по скважине № 1)



3732.34-3732.39  
песчаник алевролитовый, средне-мелкозернистый, глауконито-кварцевый



3736.64-3736.69  
алевролит песчанистый, глауконито-кварцевый

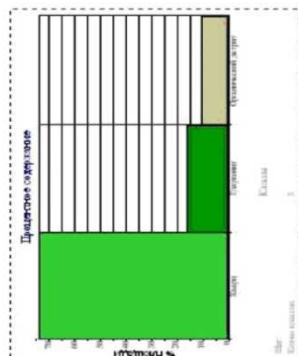
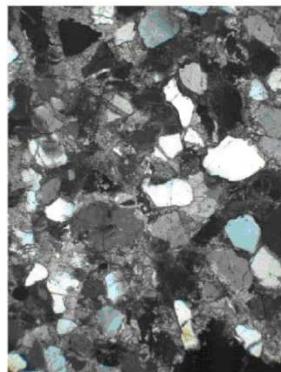
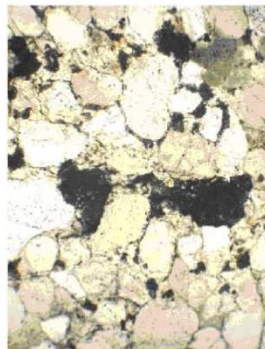
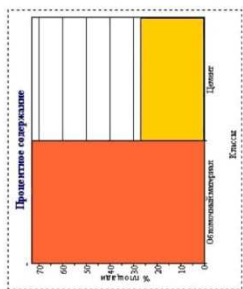


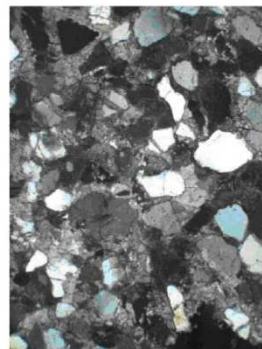
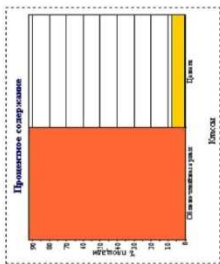
Рисунок 6 – Минеральный состав в породе (по скважине № 1)



3728.95-3729.00  
алевролит песчанистый, кварцевый



3732.34-3732.39  
песчаник алевролитовый, средне-мелкозернистый, глауконито-кварцевый



3736.64-3736.69  
алевролит песчанистый, глауконито-кварцевый

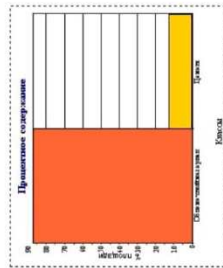


Рисунок 7 – Содержание цемента в породе (по скважине № 1)



Песчаники из продуктивных пластов III пачки исследованы в количестве 73 образцов, по которым выполнено 68 анализов гранулометрического состава, 72 карбонатности, 73 пористости насыщения и общей пористости, 70 проницаемости.

Глинистость коллекторов III пачки низкая, её значения не превышают 16 %. Пористость насыщения изменяется от 15,3 до 24,3 % при среднеарифметическом значении 19,6 % (73 определения).

### **Выделение эффективных толщин**

В разрезе поисковой скважины № 1 Новой площади в отложениях чокракского яруса выделение пластов-коллекторов и определение их эффективных толщин проводилось по комплексу промыслово-геофизических исследований с учётом анализов керна.

По данным кернового материала отложения чокракского яруса представлены тонкими слоями песчаников среднесцементированных; песчаников крепких известковистых; алевролитов и глин. Коллекторы представлены мелко-среднезернистыми песчаниками алевроитовыми, слабоглинистыми, среднесцементированными. Выделение эффективных толщин проводилось по основным качественным признакам коллекторов:

1) сужение диаметра ствола скважины по сравнению с номинальным, за счёт образования глинистой корки, фиксируемой на диаграммах кавернометрии и микрокавернометрии;

2) положительные приращения кажущегося сопротивления микро-потенциал зонда над кажущимся сопротивлением микроградиент зонда;

3) наличие радиального градиента удельного сопротивления породы, определенного по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования;

4) отрицательные аномалии на кривых ПС, в случае благоприятного соотношения  $\frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\epsilon}}$  ( $\rho_{\phi} > \rho_{\epsilon}$ );

5) понижение, относительно уровня глин, величины естественной гамма активности.

Кроме качественных признаков при выделении коллекторов учитывались количественные критерии.

По керновым данным были построены зависимости  $K_n = f(K_{np})$ ,  $K_{эл} = f(K_{np})$  и  $\Delta J_{эк} = f(K_{эк})$ , а также сделана попытка обосновать граничные значения пористости и глинистости. При принятом граничном значении  $K_{np} = 1$  мД граничное значение пористости  $K_n = 16$  % и глинистости  $K_{эл} = 20$  %.

Выделение эффективных толщин проводилось на основании как всех перечисленных признаков, так и части их.

Редко применим признак наличия радиального градиента удельного сопротивления по данным БКЗ. Это связано с тем, что толщина пластов не превышает 3 м.

Плотные пласты (не коллекторы) с повышенным содержанием карбонатного материала определялись по диаграммам БМК, МК, ГГК-П, АК и исключались из обработки. Уплотнённые пласты характеризуются увеличением объёмной плотности по ГГК-П, увеличением скорости пробега продольной волны по АК, отсутствием приращения и увеличением кажущегося сопротивления по МК и БМК. В слабопроницаемых прослоях  $\rho_{пбмк} \approx \rho_{пбк}$ , тогда как в проницаемых пластах  $\rho_{пбмк} < \rho_{пбк}$  или  $\rho_{пбмк} > \rho_{пбк}$ .

Согласно основным признакам выделения коллекторов, эффективная нефтегазонасыщенная толщина в скважине № 1, вскрывшей залежь III пачки, равна 28,6 м.

### **Определение коэффициента пористости**

Коэффициент пористости коллекторов определялся по данным ГИС и на основе лабораторных исследований керна, отобранного из интервала залегания III пачки.

#### **Определение коэффициента пористости по керну**

III продуктивная пачка по данным ГИС выделена в интервале 3710,6–3746,2 м. В пачке выделяется 24 продуктивных пропластка, толщиной от 0,3 до 2,9 м.

Керн отбирался в интервалах: 3708–3715,1 м (вынос 6,6 м), 3715,1–3718,3 м (вынос 2,8 м), 3718,3–3722,9 (вынос 4,45 м), 3722,9–3724,9 м (вынос 1,7 м), 3724,9–3726,4 м

(вынос 1,4 м), 3726,4–3740,4 м (вынос 10,4 м), 3740,4–3758,5 м (вынос 17,6 м). Общая проходка составила 50,49 м (вынос керна 44,95 м или 89 %). По III продуктивной пачке проходка составила 35,6 м (100 %). На поверхность вынесено 30,05 м, что составляет 84,4 %. Вынесенный на поверхность керн представлен, преимущественно, песчаником алевритовым мелкозернистым, слабоглинистым ( $C_{эл} = 1,3–16,28$  %), неизвестковистым и слабоизвестковистым ( $C_a = 1,6–19,28$  %), слабо- и среднесцементированным. В кровле и в подошве вынесенного керна отмечены сантиметровые прослои глин аргиллитоподобных, плотных и мергелей.

Коэффициент пористости изменяется от 0,153 до 0,243, при среднеарифметическом значении 0,196 (73 определения).

#### *Определение коэффициента пористости по данным ГИС*

По геофизическим данным коэффициент пористости определялся по АК, ННК, ГГК.

#### *Радиоактивный каротаж*

По данным ГК определялась глинистость пластов Новой площади. Для чокракских отложений сделана попытка обосновать зависимость двойного разностного  $\Delta I_{ЭК}$  параметра ГК от объёмной глинистости. При этом параметр  $\Delta I_{ЭК}$  находился по диаграммам гамма-каротажа, а глинистость – по керну. Аналитически зависимость  $\Delta I_{ЭК} = f(K_{эл})$  может быть представлена следующим выражением  $K_{эл} = 3,6654 \cdot e^{2,626 \cdot \Delta I_{ЭК}}$ .

#### *Нейтрон-нейтронный каротаж*

Пористость пород определялась по компенсированному двухзондовому нейтронному каротажу по тепловым нейтронам.

По данным нейтронного каротажа определялось суммарное водородосодержание пород  $\omega_{НК}$  (объёмное водородосодержание породы по отношению к объёмному содержанию водорода в пресной воде при температуре 25 °С).

В соответствии с моделью коллекторов чокракского горизонта и учитывая, что радиус исследования нейтронными методами составляет 30–40 см, измеряемое  $\omega_{НК}$  зависит от водородосодержания флюидов в поровом пространстве промытой фильтратом бурового раствора части пласта, зоны проникновения и водородосодержания химически связанной воды в глинах (гидрослюдах).

Эквивалентная влажность пород определяется выражением:

$$\omega_{НК} = K_n + \omega_{эпм} \cdot K_{эл},$$

где  $\omega_{эпм}$  – водородосодержание химически связанной воды в гидрослюдах ( $\omega_{эпм} = 0,19$ );  $K_{эл}$  – объёмная глинистость.

Таким образом, интерпретационное уравнение для определения  $K_n$  по нейтронному каротажу в условиях чокракских отложений имеют следующий вид:

$$K_n = \omega_{НК} - 0,19 \cdot K_{эл}.$$

#### *Гамма-гамма плотностной каротаж*

Объёмная плотность  $\delta_n$ , измеряемая гамма-гамма-каротажем, определяется плотностью флюидов насыщающих поровое пространство и плотностью твёрдой фазы породы. Для чокракских отложений:

$$\delta_n = \delta_{фл} \cdot K_n + (1 - K_n) \cdot \delta_{СК SiO_2},$$

где  $\delta_{СК SiO_2}$  – плотность кварца, равная  $2,65 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>;  $\delta_{фл}$  – плотность флюида в промытой зоне пласта, принята равной  $1 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>.

Решая уравнение относительно  $K_n$ , имеем:

$$K_n = \frac{\delta_{СК SiO_2} - \delta_n}{\delta_{СК SiO_2} - \delta_{фл}} \text{ или } K_n = \frac{2,65 - \delta_n}{1,65}.$$

*Акустический картаж*

Для определения пористости по АК при  $K_{эл} < 10\%$  использовалось уравнение среднего времени:

$$K_n = \frac{\Delta t_{пу} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{SiO_2}}.$$

При глинистости более 10% использовалось уравнение:

$$K_n = \frac{\Delta t_{пу} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{SiO_2}} - K_{эл} \cdot \frac{\Delta t_{гел} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{SiO_2}},$$

где  $\Delta t_{пу}$  – интервальное время пробега продольной волны в пласте;  $\Delta t_{SiO_2}$  – интервальное время пробега волны в кварцевом песчанике, равное 170 мкс/м;  $\Delta t_{ж}$  – интервальное время пробега волны в жидкости, насыщающей поровое пространство промытой зоны, в соответствии с термобарическими условиями ( $P = 60,3$  МПа,  $t = 124$  °С и минерализацией промывочной жидкости 13 г/л), принято 610 мкс/м;  $\Delta t_{гел}$  – интервальное время пробега продольной волны во вмещающих глинах, соответствует 355 мкс/м.

Для подсчёта запасов предлагается принять среднюю пористость, полученную по трём методам ГГК-П, АК, НК и равную  $0,202 \approx 0,2$ .

Сопоставление  $K_n$  по керну и данным ГИС представлено на рисунке 8.

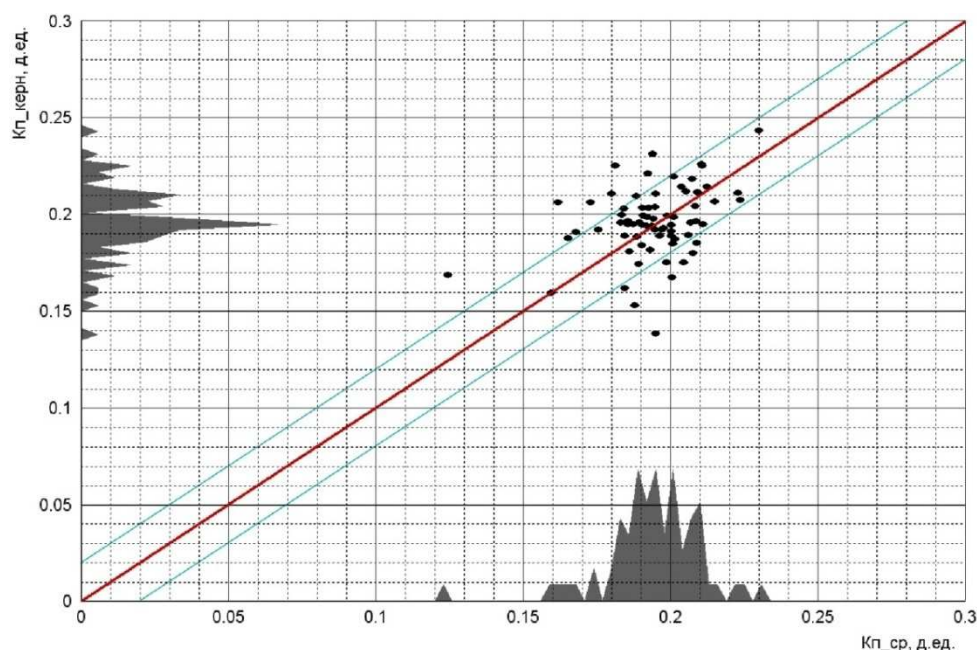


Рисунок 8 – Сопоставление  $K_{п\_кern}$  и  $K_{п\_ср}$

**Определение коэффициента нефтегазонасыщенности**

Коэффициент нефтенасыщенности  $K_H$  продуктивных коллекторов определялся по ГИС по формуле:

$$K_H = 1 - K_в,$$

где  $K_в$  – коэффициент водонасыщенности, определялся по зависимости  $P_H = f(K_в)$ , полученной методом центрифугирования образцов керна из скважины № 1 Новой площади, насыщенных водой с минерализацией 13 г/л, соответствующей минерализации пластовой воды чокракских отложений. В расчётах использовалась

зависимость  $P_H = \frac{1}{K_в^{1,78}}$ .

Параметр насыщения рассчитывался по формуле:

$$P_H = \frac{\rho_{пн}}{\rho_{пв}},$$

где  $\rho_{пн}$  – сопротивление неизменной части нефтенасыщенного пласта;  $\rho_{пв}$  – сопротивление данного пласта при 100 % водонасыщении, рассчитывалось по формуле  $\rho_{пв} = P_n \cdot \rho_в$  с использованием зависимости  $P_n = f(K_n)$ , где  $\rho_в$  – сопротивление пластовой воды (принято равным 0,12 Ом·м при минерализации воды 13 г/л и  $T_{пл} = 124$  °С).

Средневзвешенное по толщине значение  $K_n$  для III продуктивной пачки равно 0,716  $\approx$  0,72.

### **Обоснование ВНК**

В пределах Новой площади пробурена только одна скважина № 1.

В разрезе скважины интервал залегания коллекторов выделен по ГИС в пределах глубин 3710,6–3741,2 м (абсолютная отметка от –3464,3 до –3494,9 м). Весь интервал коллекторов нефтенасыщен по ГИС. Ниже, с глубины 3741,2 м (абсолютная отметка –3494,9 м) залегают глины.

При опробовании в интервале 3710,4–3730,4 м (абсолютная отметка от –3464,1 до –3484,1 м) получен приток нефти дебитом 205,7 м<sup>3</sup>/сут. и газа 244,22 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 7,5 мм.

Как видно из приведённых данных, ВНК в скважине не вскрыт. Для подсчёта запасов УВ в залежи принимается положение ВНК на отметке – 3510 м – замкнутая изогипса ловушки.

### **Обоснование подсчётных параметров (физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов)**

#### *Обоснование категорий запасов*

Тип, форма и размеры залежи III пачки чокракского яруса Нового месторождения определены по данным интерпретации сейсморазведочных материалов, ГИС и опробования в скважине.

Геофизическими и петрофизическими исследованиями определены литологический состав, тип коллектора, эффективные и нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности.

Дебиты, свойства нефти и растворённого газа, пластовое давление изучены по результатам освоения скважины и исследованиям проб пластового флюида.

На основании степени изученности запасы нефти и растворённого газа Нового месторождения отнесены к категории  $C_1$  и  $C_2$ .

Известные чокракские месторождения данного района в общем характеризуются небольшими площадными размерами залежей, сильной литологической изменчивостью, зачастую, многосластовостью. Разбуривание по эксплуатационной сетке скважинами, как правило, не проводится, а залежи эксплуатируются существующим фондом поисковых и разведочных скважин. Поэтому для выделения границ категории  $C_1$  не использовалось двойное расстояние между эксплуатационными скважинами. В связи с получением притока УВ из пачки, в поле запасов категории  $C_1$  отнесена часть залежи вокруг скважины, ограниченная с юго-запада линией, проведённой на расстоянии 750 м, равном радиусу дренирования пласта скважины по расчётам института «СевКавНИПИ-газ» для аналогичного по строению разрабатываемого Прибрежного месторождения в чокраке, модель и запасы которого прошли экспертизу и утверждены в ГКЗ. Целесообразность проведения границы категории на этом месте подтверждается и информативностью сейсмического материала, по которому строение структуры в центральной части, за сейсмопрофилем НВ0504, менее достоверно из-за неоднозначной сейсмозаписи на временных разрезах, вызванной или геологической причиной (ядро криптодиапира) или технической (качество полевых работ). Граница категории  $C_1$  с других сторон проводится по абсолютной отметке – 3484,1 м, соответствующей нижним дырам перфорации. Всё остальное поле продуктивности до внешнего контура, проведённого по замку складки на абсолютной отметке – 3510 м отнесено к категории  $C_2$  (рис. 9).

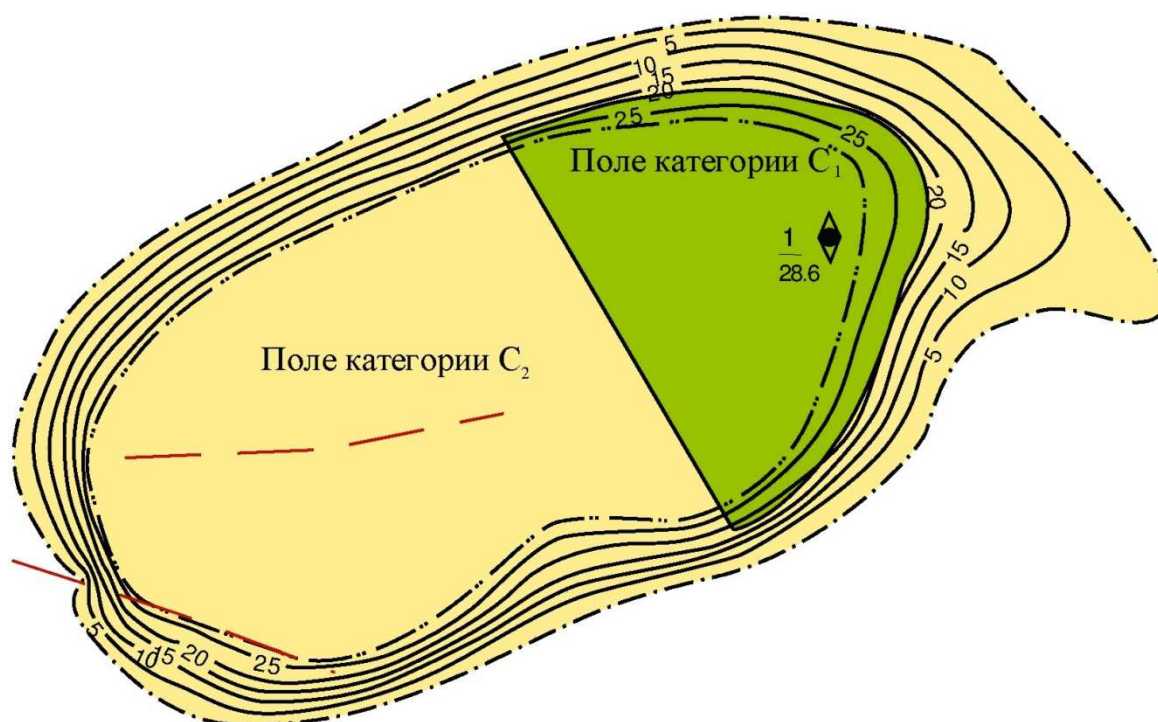


Рисунок 9 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин III пачки чокрака

### **Площадь нефтеносности**

Рассчитана планиметром полярным на подсчётном плане масштаба 1:25000, составленном для залежи продуктивной пачки, с выделенными границами категорий запасов  $C_1$  и  $C_2$ , и проконтролирована по карте изопахит, построенной с учётом типа залежи (рис. 9).

Площадь нефтеносности залежи в пределах выделенных границ равна:

- III пачка – категория запасов  $C_1$  – 1044,8 тыс. м<sup>2</sup>;
- категория запасов  $C_2$  – 3754,5 тыс. м<sup>2</sup>;
- в том числе: по лицензии ООО «НК «Приазовнефть»»:
  - категория запасов  $C_1$  – 794,1 тыс. м<sup>2</sup>;
  - категория запасов  $C_2$  – 2645,8 тыс. м<sup>2</sup>;
- по лицензии ОАО «НК «Роснефть»»:
  - категория запасов  $C_1$  – 250,7 тыс. м<sup>2</sup>;
  - категория запасов  $C_2$  – 1108,7 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Эффективные нефтенасыщенные толщины**

Выделение эффективных толщин проведено на основе качественных и количественных критериев. Согласно основным признакам выделения коллекторов, эффективные нефтенасыщенные толщины III пачки в скважине № 1 – 28,6 м.

При расчёте средневзвешенной по площади эффективной нефтенасыщенной толщины для залежи строилась карта толщин, на которой толщина внутри внутреннего контура принималась равной вскрытой в скважине – 28,6 м, а между контурами интерполировалась до 0 м. Средневзвешенная толщина определялись для каждого поля категорий запасов с учётом лицензионной границы.

В залежи III пачки средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составила:

- по лицензии ООО «НК «Приазовнефть» категория запасов  $C_1$  – 27,7 м, категория запасов  $C_2$  – 21,3 м;
- по лицензии ОАО «НК «Роснефть» категория запасов  $C_1$  – 26,7 м, категория запасов  $C_2$  – 15,7 м.

Расчёт площадей и нефтенасыщенных объёмов приведён в таблице 3.

**Таблица 3 – Расчёт площадей и нефтенасыщенных объёмов**

| Границы<br>изопахит, м             | Среднее<br>значение, м | Площадь, м <sup>2</sup>          | Нефтенасыщенный<br>объём, м <sup>3</sup> |
|------------------------------------|------------------------|----------------------------------|--|
| Категория запасов С <sub>1</sub>   |                        |                                  |  |
| По лицензии ООО «НК «Приазовнефть» |                        |                                  |  |
| 28,6                               | 28,6                   | 615 685                          | 17 608 591                               |
| 28,6–25,0                          | 26,8                   | 80 420                           | 2 155 256                                |
| 25,0–20,0                          | 22,5                   | 97 966                           | 2 204 235                                |
| Итого                              |                        | 794 071                          | 21 968 082                               |
|                                    | $h_{cp} = 27,7$ м      | $F = 794,1$ тыс. м <sup>2</sup>  |  |
| По лицензии ОАО «НК «Роснефть»     |                        |                                  |  |
| 28,6                               | 28,6                   | 155 112                          | 4 436 203                                |
| 28,6–25,0                          | 26,8                   | 37 110                           | 994 548                                  |
| 25,0–20,0                          | 22,5                   | 49 413                           | 1 111 793                                |
| 20,0–15,0                          | 17,5                   | 9 069                            | 158 708                                  |
| Итого                              |                        | 250 704                          | 6 701 252                                |
|                                    | $h_{cp} = 26,7$ м      | $F = 250,7$ тыс. м <sup>2</sup>  |  |
| Категория запасов С <sub>2</sub>   |                        |                                  |  |
| По лицензии ООО «НК «Приазовнефть» |                        |                                  |  |
| 28,6                               | 28,6                   | 1 492 892                        | 42 696 711                               |
| 28,6–25,0                          | 26,8                   | 68 219                           | 1 828 269                                |
| 25,0–20,0                          | 22,5                   | 146 740                          | 3 301 650                                |
| 20,0–15,0                          | 17,5                   | 193 494                          | 3 386 145                                |
| 15,0–10,0                          | 12,5                   | 216 294                          | 2 703 675                                |
| 10,0–5,0                           | 7,5                    | 239 313                          | 1 794 848                                |
| 5,0–0                              | 2,5                    | 288 819                          | 722 048                                  |
| Итого                              |                        | 2 645 771                        | 56 433 346                               |
|                                    | $h_{cp} = 21,3$ м      | $F = 2645,8$ тыс. м <sup>2</sup> |  |
| По лицензии ОАО «НК «Роснефть»     |                        |                                  |  |
| 28,6                               | 28,6                   | 324 170                          | 9 271 262                                |
| 28,6–25,0                          | 26,8                   | 61 636                           | 1 651 845                                |
| 25,0–20,0                          | 22,5                   | 62 943                           | 1 416 218                                |
| 20,0–15,0                          | 17,5                   | 111 748                          | 1 955 590                                |
| 15,0–10,0                          | 12,5                   | 103 785                          | 1 297 313                                |
| 10,0–5,0                           | 7,5                    | 145 452                          | 1 090 890                                |
| 5,0–0                              | 2,5                    | 298 972                          | 747 430                                  |
| Итого                              |                        | 1 108 706                        | 174 300 548                              |
|                                    | $h_{cp} = 15,7$ м      | $F = 1108,7$ тыс. м <sup>2</sup> |  |

**Коэффициент пористости**

Определялся по данным ГИС и по данным кернового материала. III продуктивная пачка по данным ГИС выделена в интервале 3710,6–3746,2 м. В пачке выделяется 24 продуктивных пропластков, толщиной от 0,3 до 2,9 м. Суммарная эффективная толщина коллекторов вскрытых в скважине – 28,6 м.

Керн отбирался в интервалах: 3708–3715,1 м (вынос 6,6 м), 3715,1–3718,3 м (вынос 2,8 м), 3718,3–3722,9 м (вынос 4,45 м), 3722,9–3724,9 м (вынос 1,7 м), 3724,9–3726,39 м (вынос 1,4 м), 3726,4–3740,4 м (вынос 10,4 м), 3740,4–3758,5 м (вынос 17,6 м). Общая проходка составила 50,49 м (вынос керна 44,95 м или 89 %). По III продуктивной пачке

проходка составила 35,6 м (100 %). На поверхность вынесено 30,05 м, что составляет 84,4 %. Вынесенный на поверхность керн представлен, преимущественно, песчаником алевритовым мелкозернистым, слабоглинистым ( $C_{эл} = 1,3-16,28$  %), неизвестковистым и слабоизвестковистым ( $C_a = 1,6-19,28$  %), слабо- и среднесцементированным. В кровле и в подошве вынесенного керна отмечены сантиметровые прослои глин аргил-литоподобных, плотных и мергелей.

Коэффициент пористости изменяется от 0,159 до 0,243, при среднеарифметическом значении 0,196 (73 определения).

По геофизическим данным, коэффициент пористости определялся по данным АК, ГГКП и ННК-Т. По данным ГИС средневзвешенное значение коэффициента пористости составляет  $0,202 \approx 0,2$ . Поскольку значения  $K_r$  по ГИС и керну практически равны, для подсчёта запасов принято средневзвешенное по толщине значение  $K_r$  по ГИС, равное 0,2.

#### **Коэффициент нефтенасыщенности**

Определялся по данным ГИС с использованием зависимости  $P_H = f(K_g)$ , полученной методом центрифугирования образцов керна в скважине № 1. В расчётах использовалось уравнение  $P_H = \frac{1}{K_g^{1,78}}$ . Средневзвешенное по толщине значение  $K_{не}$  равно  $0,716 \approx 0,72$ , которое и принято для подсчёта запасов.

#### **Плотность нефти**

Величина плотности нефти определялась по пробам УВ, отобраным из интервала залегания пачки в скважине № 1. Были отобраны как глубинные пробы, так и на устье скважины из сепаратора.

Исследование глубинных и устьевых проб нефти, проводилось в научно-исследовательской лаборатории «НК «Роснефть»-НТЦ». Для принятия величины плотности нефти в расчёт запасов были использованы её значения определенные по результатам анализа глубинных проб.

Для залежи пачки III значение плотности нефти равно  $0,784 \text{ г/см}^3$ .

Приведённое значение плотности нефти для залежи пачки принято для подсчёта запасов нефти.

#### **Объёмный и пересчётный коэффициенты пластовой нефти**

Объёмный коэффициент пластовой нефти  $b$  определялся путём лабораторного анализа глубинных проб нефти, отобранных из интервалов залегания продуктивной пачки.

По результатам анализа пробы нефти, отобранной из интервала залегания III пачки, величина объёмного коэффициента составила 1,855. В результате пересчётный коэффициент для нефти как величина обратная объёмному коэффициенту  $b$  составил

$$\theta = \frac{1}{b} = \frac{1}{1,855} = 0,539.$$

Полученное значение пересчётного коэффициента принято для подсчёта запасов нефти по продуктивной пачке.

#### **Коэффициент извлечения нефти**

Коэффициент извлечения нефти по залежи продуктивной пачки принимается по аналогии равным 0,5. Такой коэффициент утверждён ГКЗ РФ для всех залежей близ расположенного Прибрежного месторождения, имеющего сходное геологическое строение и фазовое состояние пластовых флюидов.

#### **Начальное газосодержание пластовой нефти**

Определялось путём лабораторного анализа глубинных проб нефти, отобранных из интервала залегания продуктивной пачки.

По результатам анализа пробы нефти, отобранной из интервала залегания III пачки, величина начального газосодержания нефти составила –  $365,1 \text{ м}^3/\text{т}$  ( $286,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ).

Полученное значение начального газосодержания нефти принято для подсчёта запасов нефти по продуктивной пачке.

### Подсчёт запасов нефти и растворённого газа

Оценка запасов УВ в залежи осуществлялась объёмным методом.

Для подсчёта начальных геологических и извлекаемых запасов нефти использовалась формула:

$$Q_H = F \cdot h_H \cdot K_r \cdot K_H \cdot \theta \cdot \rho \cdot K_{изв},$$

где  $F$  – площадь нефтеносности, км<sup>2</sup>;  $h_H$  – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;  $K_r$  – коэффициент пористости, доли ед.;  $K_H$  – коэффициент нефтенасыщения, доли ед.;  $\theta$  – пересчётный коэффициент, доли ед.;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $K_{изв}$  – коэффициент извлечения.

Запасы растворённого в нефти газа подсчитаны по формуле:

$$Q_2 = Q_H \cdot r_0,$$

где  $Q_2$  – запасы растворённого газа, млн м<sup>3</sup>;  $Q_H$  – запасы нефти в залежи, тыс. тонн;  $r_0$  – начальное газосодержание, м<sup>3</sup>/т.

### Подсчёт начальных геологических и извлекаемых запасов нефти

Начальные геологические и извлекаемые запасы пластовой нефти подсчитывались при следующих подсчётных параметрах:

- по лицензии ООО «НК «Приазовнефть»:

| Категория запасов С <sub>1</sub> | Категория запасов С <sub>2</sub> |
|----------------------------------|----------------------------------|
| $F = 794,1$ тыс. м <sup>2</sup>  | $F = 2645,8$ тыс. м <sup>2</sup> |
| $h = 27,7$ м                     | $h = 21,3$ м                     |
| $K_r = 0,20$ доли ед.            | $K_r = 0,20$ доли ед.            |
| $K_H = 0,72$ доли ед.            | $K_H = 0,72$ доли ед.            |
| $\theta = 0,539$ доли ед.        | $\theta = 0,539$ доли ед.        |
| $\rho_H = 784$ кг/м <sup>3</sup> | $\rho_H = 784$ кг/м <sup>3</sup> |
| $K_{изв} = 0,5$ доли ед.         | $K_{изв} = 0,5$ доли ед.         |

- по лицензии ОАО «НК «Роснефть»:

| Категория запасов С <sub>1</sub> | Категория запасов С <sub>2</sub> |
|----------------------------------|----------------------------------|
| $F = 250,7$ тыс. м <sup>2</sup>  | $F = 1108,7$ тыс. м <sup>2</sup> |
| $h = 26,7$ м                     | $h = 15,7$ м                     |
| $K_r = 0,20$ доли ед.            | $K_r = 0,20$ доли ед.            |
| $K_H = 0,72$ доли ед.            | $K_H = 0,72$ доли ед.            |
| $\theta = 0,539$ доли ед.        | $\theta = 0,539$ доли ед.        |
| $\rho_H = 784$ кг/м <sup>3</sup> | $\rho_H = 784$ кг/м <sup>3</sup> |
| $K_{изв} = 0,5$ доли ед.         | $K_{изв} = 0,5$ доли ед.         |

При указанных подсчётных параметрах начальные запасы нефти составили:

- по лицензии ООО «НК «Приазовнефть» 1339/670 тыс. тонн – категории С<sub>1</sub> и 3429/1715 тыс. тонн – категории С<sub>2</sub>;
- по лицензии ОАО «НК «Роснефть» 407/204 тыс. тонн – категории С<sub>1</sub> и 1059/530 тыс. тонн – категории С<sub>2</sub>.

### Литература:

1. 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.



2. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2003. – 397 с.
3. Комплексное исследование керна из новых скважин и исследование шлама в бурящихся скважинах. Площадь ЮМГ, скважина 1 : Фонды ООО «НК «Роснефть»-НТЦ». – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2006.
4. Создание петрофизического обеспечения для подсчёта запасов нефти чокракских отложений Терноватой площади : Фонды ООО «НК «Роснефть»-НТЦ». – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2002.
5. Матвиенко В.Н., Новосёлова Л.Л. Подземные воды Сладковско-Морозовской площади и возможность использования их в народно-хозяйственных целях : Отчёт о НИР. – Краснодар : Нефтегазовая производственная экспедиция, 2001.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. 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.
13. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
14. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
15. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... док-а техн. наук. – М., 2013. – 432 с.
16. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
19. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2. – Ч. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
20. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
21. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89–100.
22. Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2012. – № 6. – С. 22–27.

23. Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти и методы управления процессами нефтеотдачи // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2012. – № 8/2012. – С. 39–43.

24. Савенок О.В., Кошелев А.Т. Междисциплинарные подходы и их применение при решении задач прогнозирования затруднений нефтедобычи // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2012. – № 12. – С. 4–11.

25. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – № 1. – С. 54–65.

26. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М. : Издательство ЗАО «Камелот Пабблишинг», 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.

27. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 121–143.

## References:

1. Gayduk V.V. The analysis and synthesis of geologic-geophysical data in limits Temryuksko-Akhtarskogo of the license area and adjacent territories for the purpose of allocation of search objects, assessment of resources and justification of points of laying of wells: Funds of LLC NPE. – Krasnodar : LLC Neftegazovaya proizvodstvennaya ekspedition, 2004.

2. Shnurman I.G. Studying of terrigenous collectors of Ciscaucasia by results of geophysical surveys of wells. – Krasnodar : Education South, 2003. – 397 p.

3. A complex research of a core from new wells and a slime research in the drilled wells. Area of YuMG, well 1: Funds of LLC Rosneft-STC. – Krasnodar : LLC Rosneft-STC, 2006.

4. Creation of petrophysical providing for calculation of reserves of oil the chokraksikh of deposits of Ternovataya Square: Funds of LLC Rosneft-STC. – Krasnodar : LLC Rosneft STC Oil Company, 2002.

5. Matviyenko V.N., Novosyolova L.L. Underground waters of Sladkovsko-Morozovskaya Square and a possibility of their use in the economic purposes: Report on research. – Krasnodar : Neftegazovaya proizvodstvennaya ekspedition, 2001.

6. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education South, 2011. – 203 p.

7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Usov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells, in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on discipline: Completion oil and gas wells, in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. Damask steels A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdlovin Science i practice : monograph. – L'viv: Spol, 2018. – 476 p.

12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.

13. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

14. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.

15. Savenok O.V. Povysheniye of efficiency of basic and management information technologies when developing fields of hydrocarbons with hardly removable stocks : yew. ... dock tehn. sciences. – M., 2013. – 432 p.

16. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2017. – 203 p.

17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

18. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.

19. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of Markov models to the analysis of development of oil and gas fields and assessment of outputs of wells//Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2018. – T. 2. – Part 2: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.

20. Kurenkov V.V. Creation of three-dimensional geological model on the example of a lithology of the Vyngapurovsky field // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 108–110.

21. Povarova L.V., Yakovina A.S., Daniyelyan G.G. Calculation of reserves of oil and the dissolved Kowalewski's gas of the field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 89–100.

22. Savenok O.V. The Factors Complicating Oil Production (FZDN): classification and systematization//Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2012. – № 6. – P. 22–27.

23. Savenok O.V. Hardly removable reserves of oil and methods of management of processes of oil recovery // Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2012. – № 8/2012. – P. 39–43.

24. Savenok O.V., Koshelev A.T. Cross-disciplinary approaches and their application at the solution of problems of forecasting of difficulties of oil production // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2012. – № 12. – P. 4–11.

25. Skuba D.A., Kolbunov M.G., Avenok O.V., Solovyova V.N. Probabilistic model of massive deposits of oil in the verkhnekamennougolnykh and the Silurian and Devonian carbonate deposits of the Timano-Pechorsky province // the Scientific and technical magazine «Inzhener-nefyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2016. – № 1. – P. 54–65.

26. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Avenok O.V. Metod of development of oil fields with the interacting objects // the Territoriya NEFTEGAZ Magazine. – M. : CJSC Camelot Publishing publishing house, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

27. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Otsenka of the prospects of additional exploration of the multibedded Southern Udmurt field on the basis of specification of geological model and opytno-promyshlen-Nye development of operational objects // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 3. – P. 121–143.