

УДК 553.048 + 622.276.6

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
НА СЕВЕРО-ТАРАСОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CONDITIONS FOR THE APPLICATION
OF METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY
ON THE NORTH-TARASOVSKOYE OIL FIELD**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Оборудования нефтяных
и газовых промыслов»,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Ильинский Кирилл Анатольевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
kirill771855@mail.ru

Фесенко Максим Юрьевич

главный инженер,
Инженерно-технический центр
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»
maksfe@rambler.ru

Аннотация. В статье описаны геолого-промысловые условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Северо-Тарасовском нефтяном месторождении. Приведены общие сведения о месторождении, геологическое строение месторождения и залежей, а также нефтегазоносность Северо-Тарасовского месторождения. Рассмотрена физико-литологическая характеристика пластов-коллекторов, характеристика толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Показаны характеристика вытеснения флюидов, относительные фазовые проницаемости и капиллярные свойства пород. Приведены свойства и состав пластовых флюидов и запасы углеводородов.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения и залежей; литолого-стратиграфическая характеристика разреза; нефтегазоносность месторождения; физико-литологическая характеристика пластов-коллекторов; характеристика толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов; характеристика вытеснения флюидов; относительные фазовые проницаемости и капиллярные свойства пород.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of department
«Equipment of oil and gas fields»,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Ilinskii Kirill Anatolevich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological University
kirill771855@mail.ru

Fesenko Maxim Yurievich

Chief Engineer,
Engineering and Technical Center
«Gazprom transgaz Krasnodar» LLC
maksfe@rambler.ru

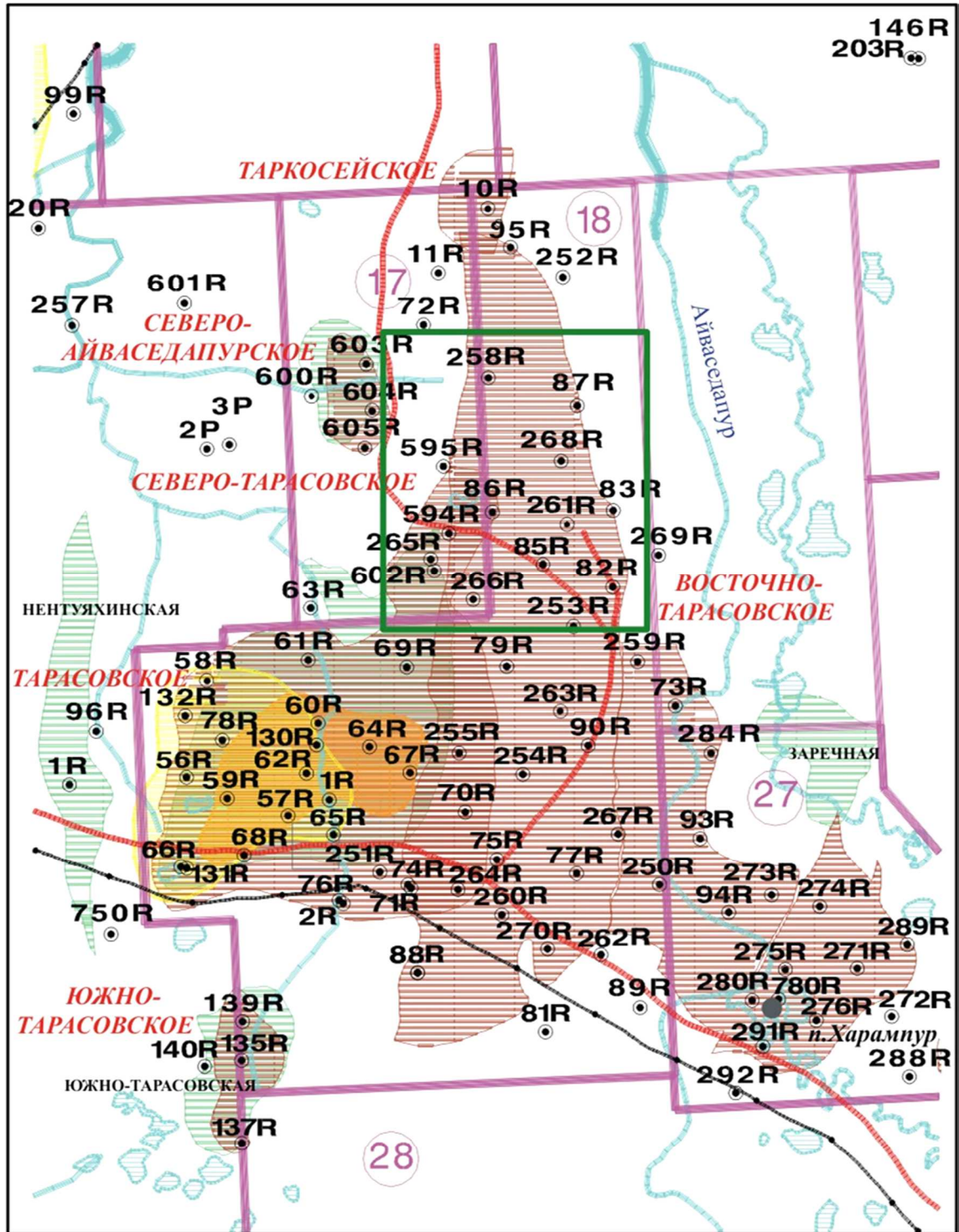
Annotation. The article describes the geological field conditions for the application of enhanced oil recovery methods in the North-Tarasovskoye oil field. General information about the field, the geological structure of the field and deposits, as well as the oil and gas content of the North-Tarasovskoye field are given. The physico-lithological characteristics of reservoirs, characteristics of thicknesses and filtration-capacity properties of productive layers are considered. The characteristics of fluid displacement, relative phase permeabilities and capillary properties of rocks are shown. The properties and composition of formation fluids and hydrocarbon reserves are given.

Keywords: geological structure of the deposit and deposits; lithological and stratigraphic characteristics of the section; oil and gas content of the field; physico-lithological characteristics of reservoirs; characteristics of thicknesses and filtration-capacity properties of productive formations; characteristic of fluid displacement; relative phase permeabilities and capillary properties of rocks.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Северо-Тарасовское месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ближайшими населёнными пунктами являются: районный центр –

пос. Тарко-Сале, расположенный в 36 км севернее месторождения, посёлок Пурпе и г. Губкинский, расположенные соответственно в 35 и 45 км западнее, г. Ноябрьск – в 180 км юго-западнее (рис. 1).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

	озера		автомобильные дороги		месторождения		нефтяные
	реки		нефтепроводы		перспективные структуры		газо-конденсатные
	границы лицензионных участков		поисковые и разведочные скважины, их номера		населенный пункт		газовые
							участок работ

Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Действующий газопровод Уренгой – Челябинск – Новополюцк проходит в 35 км западнее месторождения. Северо-Тарасовское месторождение введено в разработку в 1992 году и соединено с Тарасовской ДНС (длина нефтепровода 26 км), которая по ветке нефтепровода Харампурского – Восточно-Тарасовского – Тарасовского месторождений соединяется с магистральным нефтепроводом на западе.

В экономическом отношении район относится к числу активно осваиваемых. Трудности освоения обусловлены большой удалённостью от крупных промышленных центров и отсутствием развитой базы стройиндустрии. Развивающаяся промышленность связана, в основном, с добычей и транспортировкой нефти и газа, что привело к строительству транспортных магистралей.

Геологическое строение месторождения и залежей

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Геологический разрез Северо-Тарасовского месторождения представлен породами двух структурных подразделений: метаморфизованными складчатыми – доюрских образований фундамента и терригенными – платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста.

Палеозойский фундамент

В Пуровском районе, где расположено Северо-Тарасовское месторождение, доюрские отложения вскрыты на ряде площадей, из которых ближайшими к рассматриваемому являются Западно-Таркосалинская (скважина № 99, фундамент вскрыт на глубине 4502 м), Комсомольская (скважины №№ 198 и 199 – соответственно 3551 и 3650 м), Харампурская (скважина № 340 – 3965 м).

По материалам отбора керн в перечисленных выше скважинах породы фундамента, в основном, представлены сильно метаморфизованными, кавернозными и трещиноватыми образованиями: выветрелыми базальтами, порфиритами и туфогенными породами с редким включением миндалевидного материала (кальцит, серый опал). Возраст пород определён В.С. Бочкарёвым как нижнесреднедевонский. Отложения карбона вскрыты в районе в скважине № 199 Комсомольского месторождения (вскрытая толщина – 860 м). Породы представлены довольно однообразно: глинистыми сланцами, тёмно-серыми до чёрных, местами кремнисто-глинистыми, с тонкими прослоями светло-серых разностей, трещиноватыми, местами кливажированными.

При испытании палеозойских пород на территории деятельности ООО «Роснефть – Пурнефтегаз» признаков пластового флюида не обнаружено, за исключением скважины № 198 Комсомольской площади, где из интервала 3550-3580 м получен приток пластовой воды дебитом 80 м³/сут. при $\Delta P = 10,3$ МПа.

Юрская система

Котухтинская свита подразделяется на верхнюю и нижнюю подсвиты.

Нижняя подсвита включает две пачки: песчаную, сложенную серыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами, содержащими растительный детрит, остатки листовой флоры, споры и пыльцу плинсбахского возраста и глинистую (тогурскую), лежащую в кровле подсвиты, представленную тёмно-серыми уплотнёнными, слабобитуминозными аргиллитами с прослоями алевролитов и углей, с присутствием в них растительного детрита, двустворок, спор и пыльцы низов тоарского уровня.

Верхняя подсвита также подразделяется на две пачки: песчаную, литологически представленную песчаниками серыми, зеленовато-серыми с карбонатными прослоями, чередующимися с алевролитами и аргиллитами прослоями биотурбированными, встречается пирит, растительный детрит, содержится листовая флора, спор и пыльцы тоарского времени, и глинистую (радомскую), приуроченную к кровле свиты, представленную тёмно-серыми аргиллитами, прослоями слабобитуминозными с прослоями песчаников и алевролитов, в которых отмечается содержание единичных двустворок, спор и пыльцы тоар-ааленского возраста. Толщина свиты от 220 до 380 м.

Тюменская свита представлена в основном осадками континентального происхождения, накапливаемых в условиях плитной стадии платформенного развития, за

исключением самых верхних отложений, связанных с келловейской трансгрессией. Литологически разрез свиты сложен переслаиванием аргиллитов тёмного цвета, алевролитов, песчаников серых, часто глинистых, отложения которых содержат растительный детрит, корни растений, пирит, спорово-пыльцевой комплекс аален-байос-батского возраста, в верхней части – встречаются фораминиферы раннекелловейского уровня.

Полностью тюменская свита вскрыта в скважине № 340 Харампурского месторождения, где общая толщина свиты составила 597 м, на Тарасовском вскрыта лишь кровля тюменской свиты на глубину 76 м в скважине № 131.

Граница смены континентальных отложений на прибрежно-морские отождествляется с сейсмогоризонтом «Т». К песчаникам, залегающим в верхней части свиты, обладающими неплохими фильтрационно-емкостными свойствами, приурочен пласт Ю₂, нефтенасыщенный на Харампурском и Верхнечасельском месторождениях. При испытании отложений пласта Ю₂ в скважине № 131 на Тарасовском месторождении получен приток ФБР дебитом 0,4 м³/сут. при $H_{\text{ср.д.}} = 1165$ м.

Породы среднеюрского отдела заканчиваются прибрежно-морскими отложениями нижней подсвиты васюганской свиты, представленными аргиллитами, преимущественно тонкоотмученными, слабоалевритистыми, служащими региональным флюидоупором для коллекторов тюменской свиты. В породах присутствует пирит, встречаются остатки аммонитов, двустворок и флоры келловейского возраста. Подошва подсвиты вскрыта на Тарасовском месторождении в скважинах №№ 60, 131 и 132, по материалам бурения которых толщина данных осадков изменяется от 40 до 46 м.

Верхний отдел юрских отложений объединяет морские осадки верхневасюганской подсвиты, георгиевской и баженовской свит, сформировавшиеся в условиях значительного опускания плиты по крупным разломам земной коры, вызвавших региональную трансгрессию, пик которой пришёлся на позднюю юру и валанжин.

Верхняя подсвита васюганской свиты сложена песчаниками среднезернистыми с прослоями карбонатных разностей, алевролитов и аргиллитов, к отложениям которой приурочен горизонт Ю1. Породы в значительной степени биотурбированы, характеризуются обилием белемнитов, остатками аммонитов, двустворок оксфордского возраста. Общая толщина васюганской свиты на соседней площади Тарасовского месторождения колеблется от 92 до 96 м. При испытании скважины № 132 в интервале 3109–3192 м получен приток ФБР, пластовой воды с пленкой нефти.

Георгиевская свита литологически представлена аргиллитами тёмно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, неравномерно глауконитовыми: от единичных зёрен до прослоев, как в кровле, так и в подошве свиты, что отображается на диаграммах резким повышением значений индукционного каротажа и является характерным репером при корреляции разреза. Осадки свиты характеризуются содержанием белемнитов, двустворок и фораминифер кимериджского возраста. Толщина свиты изменяется от 27 до 29 м.

Отложения *баженовской свиты* представляют собой наиболее глубоководные морские осадки верхней юры: аргиллиты чёрные и буровато-чёрные, плитчатые, битуминозные, прослоями известковистые и кремнистые, обогащённые растительным детритом, характеризуются аномальным содержанием пиритизированных остатков фауны (ростры белемнитов, отпечатки аммонитов, остатки раковин пелеципод) волжского и раннеберриасского возраста. Отложения свиты являются регионально распространённым отражающим сейсмическим горизонтом «Б» и на каротажных диаграммах выделяются высокими значениями кажущегося сопротивления и естественной радиоактивности. Толщина свиты изменяется от 90 до 96 м.

Меловая система

Породы мелового возраста, согласно залегающие на породах верхней юры, стратиграфически подразделяются на два отдела: нижний и верхний, с отложениями которых связаны основные запасы углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Нижний отдел. В нижней части отдела залегают глубоководные морские осадки, сформировавшиеся в условиях завершения региональной трансгрессии в берриас-

валанжинское время (нижняя часть сортымской свиты). Выше по разрезу залегают осадки мелководно-морского и континентального генезиса валанжин-альбского времени, приуроченные к верхней части сортымской, тангаловской, нижним и средним отложениям покурской свит.

Сортымская свита по литологическому составу подразделяется на несколько толщ. В основании свиты лежит подачимовская толща осадков, представленная аргиллитами тёмно-серыми прослоями слабобитуминозными. Выше по разрезу свиты выделяют невыдержанную по простиранию и разрезу ачимовскую толщу пород, представленную песчаниками серыми, мелкозернистыми, крепкими, часто известковистыми, сформировавшуюся в условиях свала осадочного материала у подножия шельфа. Перспективность в нефтегазоносном отношении рассматриваемых отложений на ближайшем Тарасовском месторождении определена испытанием скважины № 60 (интервал 2948–2952 м) $Q_n = 0,29 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при $H_{\text{ср.д}} = 812 \text{ м}$; скважины № 131 (интервал 2977–2983 м) Q_n от 1,1 до 4,57 $\text{м}^3/\text{сут.}$ соответственно при $\Delta P = 14,0 \text{ МПа}$, $H_{\text{ср.д}} = 1264 \text{ м}$. На Северо-Тарасовском месторождении данные отложения не вскрыты. Общая толщина пачки на Северо-Айваседапуровском месторождении составила 93 м (скважина № 603), на Тарасовском месторождении – 99–100 м (скважины №№ 62 и 60).

Песчаники ачимовской толщи перекрываются аргиллитами серыми, тонкоотмученными, алевролитистыми с прослоями песчаников серых, часто алевролитистых, слюдистых с глинистым или глинисто-карбонатным цементом, сформировавшимися в условиях шельфа, к которым приурочен горизонт БП₁₄, продуктивный на Восточно-Тарасовском месторождении.

Выше по разрезу залегают мощная толща, сложенная песчаниками с прослоями аргиллитов в сложном сочетании с алевролитами, к отложениям которой приурочены нефтяные залежи пластов БП₁₁² – БП₈¹ и водонасыщенный горизонт БП₇ рассматриваемого месторождения.

Отложения продуктивного горизонта БП₁₀₋₁₁ представлены неравномерным переслаиванием песчаников мелкозернистых, часто слюдистых, средней крепости; алевролитов серых, тёмно-серых; аргиллитов с углистыми остатками. Толщина горизонта в среднем изменяется по площади от 45 до 55 м.

Горизонт БП₉ литологически представлен песчаниками мелко-, среднезернистыми, местами крепкоцементированными с включениями слюдистых образований и присутствием обуглившихся органических остатков. Толщина горизонта на Северо-Тарасовском месторождении в среднем изменяется от 50 до 60 м.

Горизонт БП₈ литологически представлен неоднородным переслаиванием песчаников светло-серых, мелкозернистых и аргиллитов тёмно-серых, с плотными тонкими прослойками глинистых образований, с редкими включениями обуглившихся органических остатков. Толщина горизонта в среднем изменяется от 20 до 30 м.

В кровле сортымской свиты залегают чеускинская пачка, литологически представленная аргиллитами в разной степени алевролитистыми с прослоями песчаников, с содержанием в породе обугленного растительного аттрита. Отложения поздневаланжинского возраста. Общая толщина свиты достигает 589 м (скважина № 60 Тарасовское месторождение).

Тангаловская свита на Северо-Тарасовском месторождении вскрыта на полную толщину всеми разведочными скважинами и представлена нижней, средней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита сложена осадками мелководно-морского генезиса, литологически неоднородными, с характерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. К отложениям подсвиты приурочены пласты БП₆ – БП₅. Выше по разрезу песчаные пласты перекрываются аргиллитами серыми, иногда слабо оскольчатые, небольшой толщины, но хорошо выдержанными по площади, приуроченными к кровле подсвиты. Отложения подсвиты содержат единичные фораминиферы и спорово-пыльцевой комплекс (СПК) поздне-валанжинского возраста.

Средняя подсвита сложена довольно мощной толщей континентальных осадков, представленной глинами зеленовато-серыми, с прослоями аргиллитоподобных

разностей, чередующихся в сложном сочетании с песчаниками серыми и алевролитами. В разрезе подсвиты встречаются растительный детрит, редкие корневые остатки и единичные фораминиферы готеривского возраста. С отложениями подсвиты связаны песчаные породы горизонтов БП₄ – БП₁, последний приурочен к кровле подсвиты.

Верхняя подсвита сложена континентальными осадками, представленными глинами серыми, иногда зеленоватыми, чередующимися в сложном сочетании с песчаниками серыми и алевролитами. В осадках присутствуют отпечатки флоры, растительные остатки и СПК позднего готеривского, барремского и раннеаптского возраста. К отложениям подсвиты приурочены водоносные породы горизонтов АП₁₁ – АП₇.

Общая толщина свиты изменяется от 519 до 496 м.

Покурская свита – преимущественно континентальная толща пород, которую условно подразделяют на три подсвиты.

Отложения нижней подсвиты характеризуются присутствием в основании евояхинской толщи, литологически представленной песчаниками серыми, мелко-, среднезернистыми с единичными мелкими прослоями алевроитовых глин, обогащёнными растительным детритом. В верхней части подсвиты залегают песчаники светло-серые с зеленоватым оттенком, чередующиеся в сложном сочетании с глинами, алевролитами тёмно-серыми. Породы с разнообразной слоистостью. Характерен растительный детрит, стяжения сидерита, углистые прослои, отмечается пирит, окатыши глин, СПК аптского возраста.

Средняя подсвита литологически представлена крупными пачками глин, глинистых алевролитов, преимущественно тёмно-серого цвета, иногда зеленовато-бурого оттенка, чередующимися с песчаниками серыми, светло-серыми, с окатышами глин в основании отдельных пластов, с присутствием в породах СПК альбского возраста. Породы преимущественно горизонтально-слоистые. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные прослои бурых углей. К кровле подсвиты приурочена условная граница нижнего и верхнего отделов меловой системы (в силу отсутствия резкой смены характерных комплексов, верхнемеловые отложения в нижней своей части практически не отличаются от нижнемеловых).

Верхняя подсвита сложена преимущественно континентальными осадками с маломощными мелководными образованиями. Литологически представлена песчаниками зеленовато-серыми, алевроитистыми, тёмно-серыми нередко углистыми. В отложениях подсвиты отмечаются прослои гравелитов и конгломератов, содержащих иногда бобовины бокситов. Характерен растительный детрит, обрывки растений и СПК сеноманского времени, которые отличаются от апт-альбского СПК преобладанием пыльцы голосемянных растений.

В разрезе покурской свиты выделяются песчаные пласты от ПК₂₂ до ПК₁, на Северо-Тарасовском месторождении – водонасыщенные. Общая толщина покурской свиты изменяется в среднем от 930 до 951 м. К кровле покурской свиты приурочен сейсмогоризонт «Г».

Верхнемеловые отложения (без сеномана) представлены осадками морского происхождения, формировавшиеся в процессе крупной морской трансгрессии, длившейся с туронского по датское время, и служат регионально распространённой покровкой для углеводородных залежей сеномана, стратиграфически подразделяются на кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты.

Осадки *кузнецовской свиты* представлены глинами серыми, зеленовато-серыми с зёрнами глауконита; по всему разрезу отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб, встречаются моллюски, фораминиферы турон-раннеконьякского возраста. Граница покурской и кузнецовской свит хорошо прослеживается в силу резкой смены континентальных осадков на морские. Толщина свиты на рассматриваемых площадях изменяется от 12 до 16 м.

Отложения *березовской свиты* подразделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита литологически представлена опоками серыми, голубовато-серыми, переходящими в глины тёмно-серые и чёрные монтмориллонитового состава,

прослоями опокovidными, характеризуется содержанием двустворок, агглютинирующих фораминифер, радиолярий, а также СПК коньяк-сантонского возраста. В кровле подсвита выделяется пласт кремнистых трещиноватых глин, он известен как надежный сейсмогоризонт «С».

Верхняя подсвита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми с редкими прослоями опокovidных глин и опок, с содержанием фораминифер, радиолярий и СПК кампанского возраста.

Толщина свиты изменяется от 216 до 236 м.

Завершает отложения меловой системы *ганькинская свита*, литологически представленная глинами серыми, иногда с зеленоватым оттенком, прослоями известковистыми, алевритистыми с пиритизированными водорослями, единичными обломками гастропод, комплексом фораминифер позднекампанского-маастрихт-датского возраста. Толщина свиты – от 246 до 268 м.

Палеогеновая система

Отложения палеогеновой системы формировались в условиях окончания последнего этапа длительной морской трансгрессии и развивающейся региональной регрессии и представлены тремя отделами: палеоценовым, эоценовым, олигоценовым.

Палеоценовый отдел характеризуется осадками морского генезиса, выделенными в *талицкую свиту*, отложения которой подразделяются на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита литологически представлена глинами тёмно-серыми, с буроватым оттенком, алевритистыми с присутствием фораминифер и палинокомплекса инкерман-раннекачинского времени.

Верхняя подсвита сложена глинами тёмно-серыми с мелкими линзами алевритов и кварцево-глауконитовых песчаников с палинокомплексом позднекачинского времени.

Общая толщина талицкой свиты изменяется от 137 до 145 м.

Эоценовый отдел объединяет морские отложения люлинворской свиты и прибрежно-морские низов тавдинской свиты.

Люлинворская свита представлена на рассматриваемом месторождении осадками нижней, средней и верхней подсвит, которые сложены снизу вверх по разрезу: опоками, глинами опокovidными с редкими прослоями глауконитовых песчаников; глинами серыми, опокovidными с прослоями диатомитов; глинами желтовато-зеленоватыми тонкоотмученными, оскольчататыми, изредка слабо опокovidными с прослойками глинистого алеврита. Встречаются характерные для данных отложений комплексы радиолярий, фораминифер и диатомей. Толщина свиты изменяется от 187 до 207 м.

Тавдинская свита (нижняя подсвита) представлена глинами серовато-зелёными, листоватыми, алевритистыми с прослойками алевритов. В породах присутствуют единичные песчаные известковистые фораминиферы и палинокомплекс. Толщина нижней подсвиты изменяется от 31 до 34 м.

Олигоценовый отдел характеризуют осадки: прибрежно-морского происхождения, приуроченные к верхней подсвите тавдинской свиты, а также озёрно-болотного, речного и делювиального генезиса, толща которых подразделяется на атлымскую и новомихайловскую свиты.

Тавдинская свита (верхняя подсвита) литологически представлена глинами зеленовато-серыми, листоватыми, алевритистыми с прослоями алевритов. В породах присутствуют фораминиферы и палинокомплекс. Общая толщина свиты – 73–80 м.

Атлымская свита сложена песками кварцевыми с прослоями алевритов и глин, толщиной 65–83 м. В отложениях свиты присутствует палинокомплекс, на основании которого породы свиты приурочены к нижней и средней частям олигоценового отдела.

Новомихайловская свита представлена глинами, алевритами с прослоями песков и бурых углей. Встречаются отпечатки листьев, семена, макроспоры и палинокомплекс среднеолигоценового времени. Толщина свиты изменяется от 32 до 47 м.

Туртасская свита представлена глинами листоватыми, алевритами зеленовато-серыми, тонкоотмученными с прослоями диатомитов и кварцевых песков. В породах

присутствуют диатомовые водоросли и палинокомплекс верхнеолигоценового времени. Толщина свиты – от 40 до 70 м.

Антропогенная система

Четвертичные отложения несогласно залегают на размытой поверхности олигоцена в виде сплошного покрова по всей Западно-Сибирской плите. Формирование осадков проходило в условиях развивающейся региональной регрессии, сопровождавшейся мощным оледенением, неоднократно прерывавшимся морскими трансгрессиями.

Литологический состав осадков разнообразен, в основном, это ледниковые, озёрно-болотные, аллювиальные отложения пойм и террас рек: пески, супеси, суглинки, илестые глины, с включениями гравия и гальки, а также торфа. Толщина четвертичных отложений на рассматриваемом месторождении изменяется от 40 до 60 м.

Нефтегазоносность

Северо-Тарасовское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части обширной Надым-Пурской нефтегазоносной (НГО) области. В пределах Надым-Пурской НГО терригенно-осадочный комплекс включает в себя: сеноманский, аптальбский, неокомский, юрский нефтегазоносные комплексы, сформированные в сходных условиях.

На Северо-Тарасовском месторождении диапазон нефтеносности установлен в пределах сортымской свиты в интервалах глубин от –2566 до –2700 м.

Геологический профильный разрез продуктивных отложений по линиям скважин Северо-Тарасовского месторождения в продольном и поперечном сечении представлен на рисунках 2–4. рисунок 2

Ниже приводится характеристика залежей нефти в составе основной продуктивной свиты.

Горизонт БП₁₄

Проведенный анализ большого объёма эксплуатационного бурения и выполненных сейсморазведочных работ позволил установить клиноформное строение горизонта, нефтяные залежи которого приурочены к структурно-литологическим ловушкам. Косослоистое строение обусловлено формированием песчаных пластов на склоне глубоководного морского бассейна в условиях некомпенсированного осадконакопления.

Распространение коллекторов с запада контролируется региональной зоной глинизации, по восточному склону Айваседапуровского куполовидного поднятия в направлении с юга на север.

Нефтеносность отложений горизонта БП₁₄ установлена на соседних Северо-Тарасовском месторождении, расположенном северо-западнее Восточно-Тарасовского месторождения, и Усть-Харампурском месторождении, расположенном на востоке.

В разрезе горизонта БП₁₄ выделено и прослежено 6 самостоятельных песчаных пластов БП₁₄¹, БП₁₄², БП₁₄³, БП₁₄⁴, БП₁₄⁵ и БП₁₄⁶. Верхние пласты БП₁₄¹⁻³ в плане имеют вид полос субмеридионального простирания, развитие которых на западе контролируется зоной глинизации. Граница зоны глинизации пластов вниз по разрезу постепенно смещается на восток. Пласты БП₁₄⁴⁻⁶ в песчаной фации распространены на отдельных участках площади в виде линз сложной конфигурации.

Пласт БП₁₄¹

В пределах горизонта пласт БП₁₄¹ является наиболее значимым как по площади нефтеносности, так и по запасам нефти. Залежь вскрыта на а.о. – 2656 м и относится к структурно-литологическому типу. Причём на большей части контур залежи контролируется литологическим фактором: на западе – зоной глинизации коллекторов, на восточном склоне – зоной отсутствия пласта.

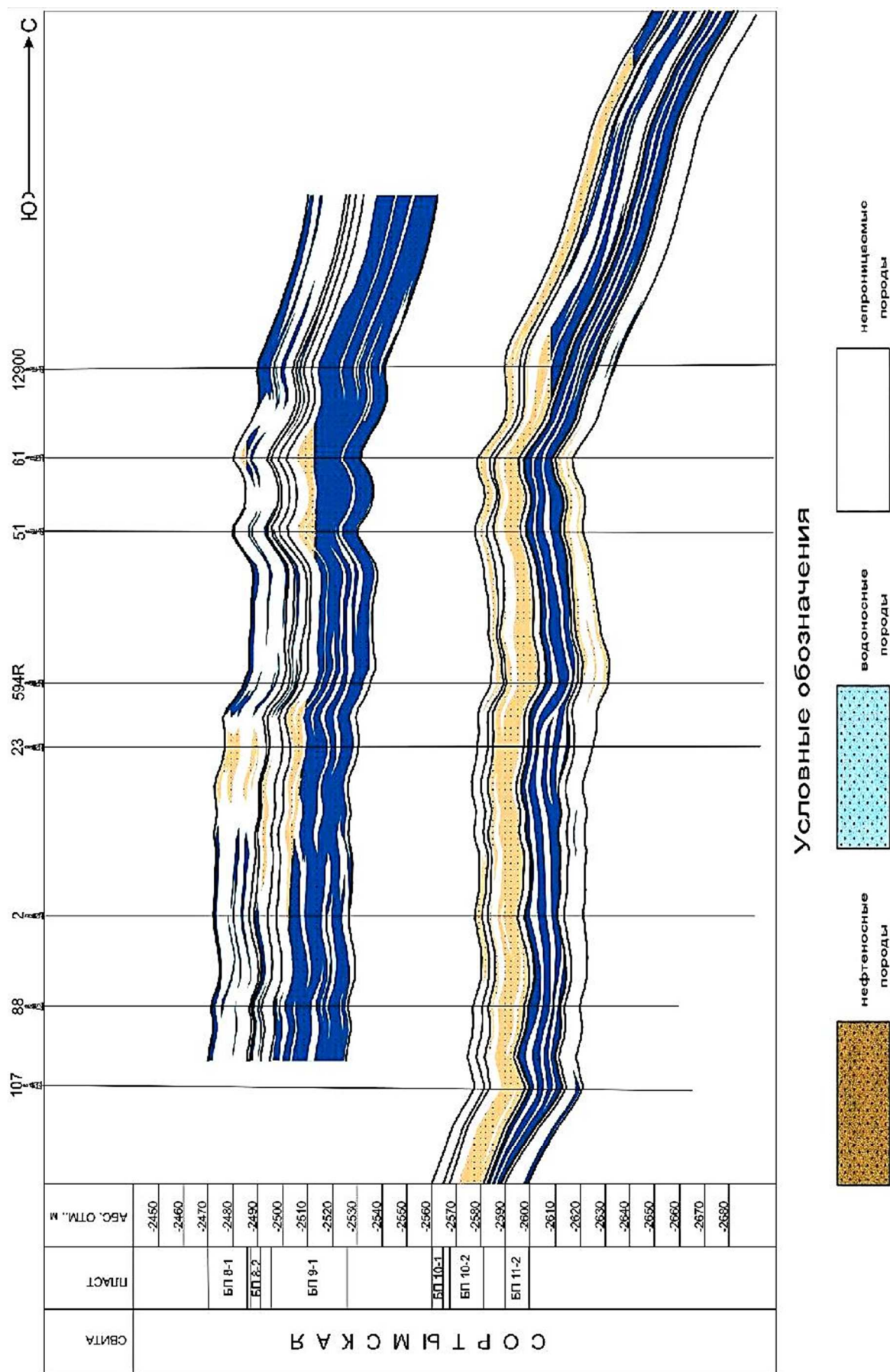


Рисунок 2 – Геологический разрез по линии скважин №№ 107-88-2-23-594Р-51-61-12900 Северо-Тарассовского месторождения

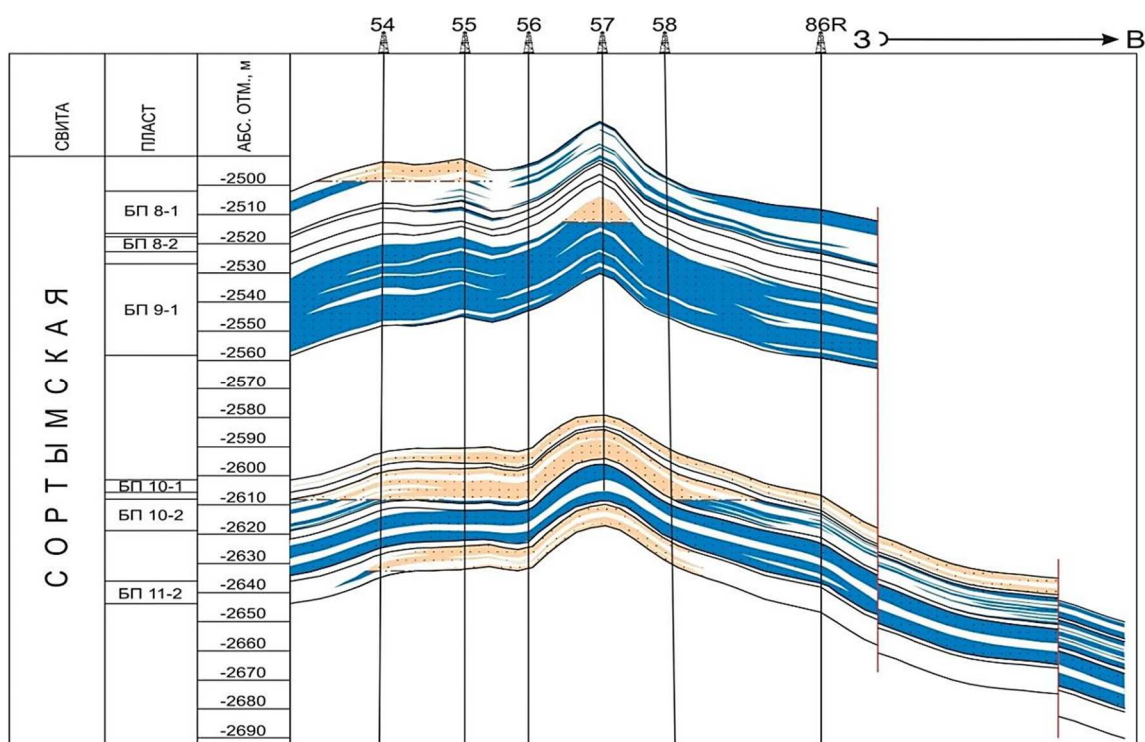
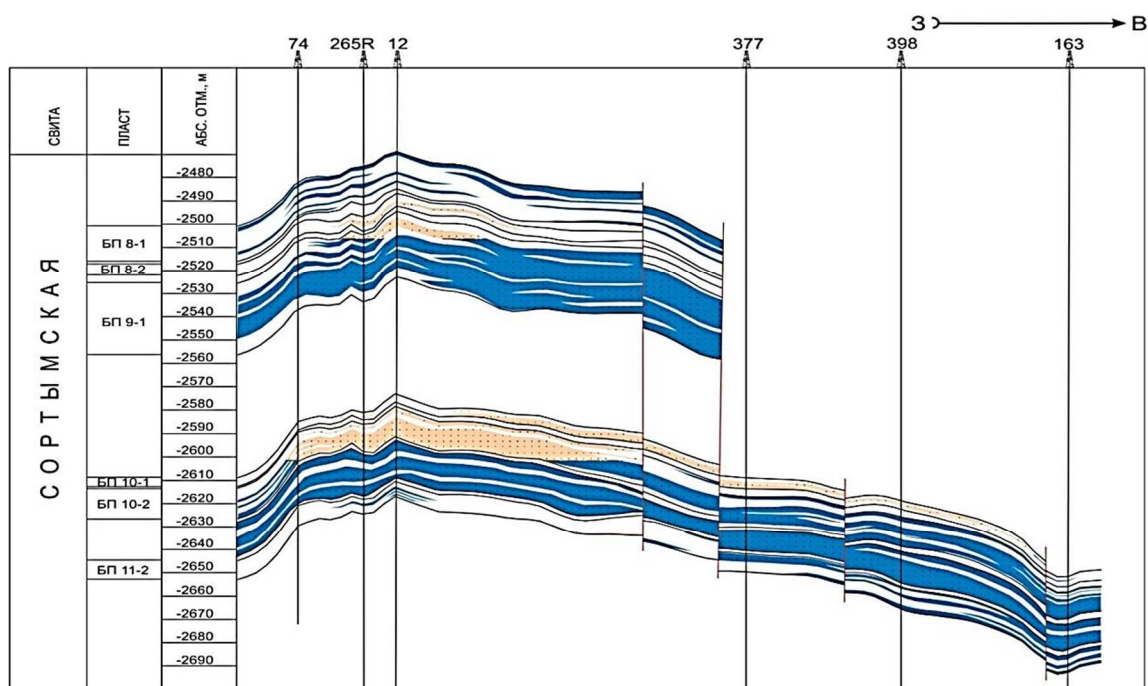


Рисунок 3 – Геологический разрез по линии скважин №№ 54-55-56-57-58-86Р Северо-Тарасовского месторождения



Условные обозначения

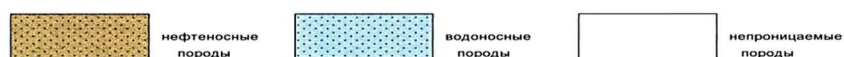


Рисунок 4 – Геологический разрез по линии скважин №№ 74-265Р-12-377-398-163 Северо-Тарасовского месторождения

При определении положения ВНК учитывалась минимальная толщина глинистых перемычек между пластами БП₁₄¹ – БП₁₄² – БП₁₄³, не исключающая гидродинамическую связь между ними, и наличие единого водонефтяного контакта. Положение принятого ВНК по пластам БП₁₄¹ – БП₁₄² – БП₁₄³ соответствует интервалу а.о. – 2895 м.

Причём для пластов $БП_{14}^1$ – $БП_{14}^2$ отметка ВНК «носит» условный характер, т.к. гипсометрическое положение подошвы коллекторов данных пластов на всей площади их распространения выше этого контакта и, соответственно, нефтенасыщенные.

Пласт $БП_{14}^3$

В отличие от вышележащих пластов пласт $БП_{14}^3$ не ограничивается зоной его стратиграфического отсутствия в пределах изученной территории, а продолжается на восток в глинистой фации.

Основная залежь пласта вскрыта на а.о. – 2717 м. На западе и северо-западе залежь контролируется линией глинизации, на юго-востоке – принятым положением ВНК.

ВНК по пласту $БП_{14}^3$ принят на а.о. – 2895 м.

Высота залежи с учётом принятого ВНК составила 170 м. Общая толщина пласта изменяется от 15,4 м в центральной части до 8 м на востоке. Суммарные эффективные толщины составляют от 0,4 до 13,6 м. В поле нефтеносности пласта отмечаются небольшие локализованные зоны отсутствия коллекторов.

Пласт $БП_{14}^3$ связан с рядом залежей, разделённых зонами глинизации коллекторов. Пласт неоднороден как по площади, так и по разрезу.

В пределах Северо-Тарасовской площади выделяется небольшая по размерам литологически ограниченная *залежь в районе скважин №№ 8–28*. Водонефтяной контакт принят условно на а.о. – 2888 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах 2,4–5,4 м. Размеры залежи 3,1×1,0 км.

Пласт $БП_{11}^2$

Залежи пласта $БП_{11}^2$ выделены в пределах центральной (район скважины № 265Р) и северо-восточной (район скважины № 594Р) частях разбуренного участка Северо-Тарасовской площади. Залежь в районе скважины № 265Р выделена в виде изолированного линзовидного песчаного тела. Залежь в районе скважины № 594Р с запада ограничена условной зоной замещения (скважина № 23), а с востока – принятым ВНК. Пласт характеризуется значительной литологической изменчивостью. Залежь пласта $БП_{11}^2$ (район скважины № 265Р) вскрыта 2 разведочными и 11 эксплуатационными скважинами. Испытание скважин в пласте не проводилось. Водонефтяная зона вскрыта в скважинах №№ 602Р и 11 на юге и в скважинах №№ 22 и 28 на севере залежи. В соответствии с принятой моделью и положением ВНК размеры залежи составляют $(0,4÷1,3)×(1,6÷2,1)$ км, высота 5,9 м. Залежь литологически экранированная.

Залежь пласта $БП_{11}^2$ (район скважины № 594Р) вскрыта 1 разведочной и 24 эксплуатационными скважинами. Пласт характеризуется значительной изменчивостью. Выделенная по ГИС продуктивность в скважинах локализуется условно принятой зоной замещения коллекторов с запада. Опробование скважин в пласте не проводилось. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты на глубинах от – 2618,2 м до – 2632,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважина № 54) до 6,2 м (скважина № 62). Водонефтяная зона вскрыта в скважинах №№ 42, 54, 63, 65 и 351. ВНК условно принят на абсолютной отметке – 2620 м. В соответствии с принятой моделью и положением ВНК размеры залежи составляют $(0,8÷3,1)×5,8$ км, высота 13,1 м. Залежь литологически и тектонически экранированная.

Пласт $БП_{10}^2$

Пласт $БП_{10}^2$ является наиболее выдержанным по площади. Залежь контролируется структурным фактором, а в западной и юго-восточной частях – тектоническими нарушениями. Залежь вскрыта 3 разведочными и 78 эксплуатационными скважинами.

Абсолютная отметка глубины залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2565,0 м до – 2605,0 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,3 м (скважина № 351) до 11,7 м (скважина № 7). Промышленная нефтеносность установлена по данным испытаний трёх поисково-разведочных скважин. Две из опробованных скважин (№№ 265Р и 602Р) испытаны совместно с пластом $БП_{10}^1$, а в

скважине № 594Р пласт опробовался отдельно. При испытании интервала 2664–2672 м получен совместный водонефтяной приток суммарным дебитом 19,7 м³/сут., в том числе нефти 16,3 м³/сут. на штуцере 4 мм. Проведёнными промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что поступление воды в интервал перфорации происходит с глубины 2685 м (пласт БП₁₁¹). Ремонтно-изоляционные работы не привели к ликвидации водоперетока. Скважина № 265Р испытана путём дострела интервала 2661-2668 м. При совместном опробовании с пластом БП₁₀¹ (интервал перфорации 2651-2655 м) дебит нефти составил 56 м³/сут. на штуцере 8 мм, при этом дебит нефти увеличился в 1,6 раза. Положение ВНК обосновывалось по скважинам, вскрывшим на наиболее низких отметках нефтенасыщенные и наиболее высоких отметках водонасыщенные коллекторы пласта. Наиболее высокое положение ВНК вскрыто в скважинах №№ 94 и 95, расположенных в юго-западной части залежи в интервале отметок от – 2589,2 до – 2590,7 м и постепенно погружаясь в северном направлении до отметки – 2615,0 м в скважине № 64. По восточному борту также происходит погружение ВНК в северном направлении. В скважине № 69, расположенной в юго-восточной части залежи, водонасыщенные коллекторы вскрыты на отметке – 2605,2 м, что свидетельствует о его более высоком положении. Погружение в северном направлении происходит до отметки – 2615,0 м в скважине № 13000. Погружение ВНК происходит с юго-запада на северо-восток. Учитывая экстремальные значения отметок контакта – 2590,0 м на юго-западе и – 2615 м на северо-востоке, наклон ВНК составляет 25,0 м. В соответствии с принятым ВНК размеры залежи пласта составляют 3,8×9,0 км, высота 23,8 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Пласт БП₁₀¹

Развитие пласта БП₁₀¹ происходит в восточном и северном направлениях; в южном и западном направлениях происходит его выклинивание, установленное в скважинах №№ 12, 21, 27, 23, 74, 82, 68, 79, 107, 266Р и других скважинах. Основная залежь пласта вскрыта 5 разведочными и 66 эксплуатационными скважинами. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2573,5 м до – 2601,0 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 0,8 м (скважина № 11) до 4,8 м (скважина № 13000). Промышленная нефтеносность доказана испытанием разведочной скважины № 265Р. Из интервала 2651–2655 м получен фонтан нефти дебитом 35 м³/сут. на штуцере 6 мм. Кроме разведочной скважины испытания пласта БП₁₀¹ проведены во многих эксплуатационных скважинах. С западной и южной сторон залежь ограничена зоной замещения коллекторов непроницаемыми породами, а с восточной стороны – тектоническим нарушением, контролирующим нефтяную залежь. Водонефтяной контакт залежи не вскрыт. Наиболее низкое положение подошвы нефтенасыщенных коллекторов установлено в разведочных скважинах №№ 86Р (отметка – 2612,2 м) и 595Р (отметка – 2615,0 м). ВНК пласта БП₁₀¹ условно принимается по подошве нефтенасыщенных коллекторов скважины № 595Р на отметке – 2615,0 м. В соответствии с принятым ВНК и установленной зоной глинизации размеры залежи составляют (1,6÷3,8)×9,6 км. Высота залежи 41,5 м. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 352 вскрыта 7 эксплуатационными скважинами на абсолютных глубинах от – 2595,0 м до – 2619,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,4 до 3,6 м.

Испытание залежи не проводилось.

В южном направлении залежь контролируется зоной глинизации, установленной скважиной № 266, с востока и запада – тектоническими нарушениями, выделенными по данным сейсморазведки, в северо-восточном – принятым единым ВНК на отметке – 2641,1 м.

В соответствии с принятой моделью залежи размеры её составляют: длина 6,0 км, ширина 0,5–1,3 км, высота 46,1 м. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 370 вскрыта 6 скважинами. Абсолютная глубина залегания нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2604,0 м до – 2636,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 3,6 м.

Испытание залежи не проводилось.

В южном направлении скважиной № 266 установлена зона глинизации нефтенасыщенных коллекторов, западная и восточная границы залежи ограничены тектоническими нарушениями, а северо-восточная граница проходит по линии ВНК, принятым единым для всех залежей пласта на отметке – 2641,1 м.

В соответствии с принятой моделью залежи района скважины № 370 размеры её составляют: длина 4 км, ширина 0,6–1,1 км, высота 37,1 м. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь района скважины № 388 вскрыта 6 скважинами на абсолютных глубинах от – 2614,0 м до – 2638,0 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,6 м до 3,4 м.

Испытание залежи не проводилось.

Южная граница залежи принята по линии глинизации нефтенасыщенных коллекторов непроницаемыми породами, вскрытыми скважинами №№ 415 и 169. Северо-западная и юго-восточная граница залежи проходят по линиям тектонических нарушений, восточная – по подошве нефтенасыщенных коллекторов скважины № 355 на отметке – 2641,1 м. Ближайшие скважины №№ 371 и 390 вскрыли водонасыщенные коллекторы на абсолютных отметках – 2643,2 м и – 2646,1 м.

Исходя из принятой модели залежи района скважины № 388, размеры её составляют: длина 1,8 км, ширина 1,7 км, высота 27,5 км. Залежь тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 449 вскрыта одной скважиной. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенного коллектора – 2617,0 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 2,9 м.

Залежь с трёх сторон ограничена непроницаемыми породами, а с востока – ВНК, принятым по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора на отметке – 2621,7 м. Залежь литологически экранированная.

Пласт БП₉¹

Пласт БП₉¹ в пределах площади достаточно выдержанный: общие и эффективные толщины площади изменяются незначительно. Продуктивные коллекторы вскрыты 2 разведочными и 26 эксплуатационными скважинами. Несмотря на выдержанную в целом мощность пласта БП₉¹, центральная и северная части разбуренного участка характеризуются значительной глинизацией кровли пласта, достигая в отдельных скважинах 5–6 м (скважины №№ 33 и 39), что привело к мозаичному характеру структурного плана, а в районе скважины № 45 – к разделению залежи на две самостоятельные: основную и района скважины № 60.

Основная залежь вскрыта 2 разведочными и 22 эксплуатационными скважинами. Абсолютная отметка глубины залегания нефтенасыщенных коллекторов изменяется от – 2500,0 м до – 2508,0 м. Испытание скважин в пласте не проводилось. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1,2 м (скважина № 2) до 6,2 м (скважина № 39). Залежь водоплавающая. Наиболее высокое положение ВНК установлено в южной части залежи в скважинах №№ 1, 2 и 3 на отметках от – 2502,0 до – 2502,5 м с постепенным понижением в северном направлении до отметки – 2512,0 м (скважина № 39). Наклон ВНК с юга на север составляет 10,0 м. В соответствии с принятой моделью залежи и положением ВНК размеры основной залежи пласта БП₉¹ составляют (0,5–1,9)×4,3 км, высота 7,5 м. Залежь массивная.

Залежь в районе скважины № 60 вскрыта 4 скважинами, расположенными узкой полосой шириной 0,6–0,9 км в субмеридиональном направлении. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты на глубинах от – 2505,0 до – 2514,7 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м (скважина № 60) до 6,6 м (скважина № 57). Испытание скважин в пласте не проводилось. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора, на отметке – 2516 м (скважина № 61). В соответствии с принятой моделью залежи и по-

ложением ВНК размеры залежи района скважины № 60 пласта БП₉¹ составляют 0,9×1,6 км. Высота залежи 6,5 м. Залежь массивная.

Пласт БП₈²

Пласт БП₈² на исследуемой площади имеет линзовидное строение. Замещение коллекторов непроницаемыми породами происходит в различных частях площади. В центральной её части отсутствие коллекторов установлено в скважинах №№ 21, 22, 23, 25, 27, 17, 19, 351, 74 и 1, обрамляющие нефтенасыщенные коллекторы.

Вторая зона отсутствия коллекторов выделена в северной части структурного выступа в скважинах №№ 59, 61, 64, 54, 56, 57, 58, 53, 13000 и 13600, внутри которой скважиной № 60 также установлена небольшая по площади залежь углеводородов.

Границы залежи центральной части расширились в юго-восточном направлении до тектонического разлома в результате бурения скважин №№ 68 и 69, в которых по данным ГИС выделены нефтенасыщенные песчаники.

Основная залежь вскрыта 2 разведочными и 12 эксплуатационными скважинами. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты на глубинах от – 2490,0 м до – 2503,0 м. Пласт в пределах контура нефтеносности невыдержанный. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважина № 4) до 4,1 м (скважина № 5).

Промышленная нефтеносность доказана испытанием скважины № 265. При испытании интервала 2566–2572 м получен фонтан нефти дебитом 16,4 м³/сут. на штуцере 6 мм. Остальные скважины продуктивны по данным ГИС.

Водонефтяной контакт по залежи не вскрыт. Наиболее низкое положение ВНК устанавливается в скважине № 9 на отметке – 2505,2 м, самое высокое на отметке – 2494,8 м в скважинах №№ 5 и 18.

Залежь с трёх сторон контролируется выделенными зонами глинизации, а с востока – тектоническим нарушением.

В соответствии с принятой моделью основной залежи, размеры её составляют 3,2×(0,25÷1,5) км, высота 15,5 м.

Залежь литологически и тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины № 60 вскрыта одной скважиной. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенного коллектора – 2505,0 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 1,0 м. Размеры залежи 0,5×0,4 км, высота 1,0 м. Залежь литологического типа.

Пласт БП₈¹

В ходе дальнейшего эксплуатационного разбуривания и проведения промысловых геолого-геофизических исследований в северной части месторождения установлена нефтеносность пласта БП₈¹. Залежи пласта БП₈¹ выделены в пределах северной (скважины №№ 54, 55, 60, 61 и 64) и центральной (скважины №№ 17, 18 и 23) частях разбуренного участка Северо-Тарасовской площади в виде изолированных линзовидных песчаных тел. Следует отметить, что в отчёте 1996 года по неполному комплексу ГИС в разрезе пласта БП₈¹ в скважинах №№ 17, 18 и 23 были выделены нефтенасыщенные прослои. Дополнительные материалы ГИС по вышеприведённым скважинам и данные по новым скважинам явились основанием для выделения нефтяной залежи в районе скважин №№ 17, 18 и 23.

Пласт характеризуется существенной литологической изменчивостью в различных его частях, однако полной его глинизации не установлено ни одной эксплуатационной скважиной, на юго-западе площади пласт более глинистый. В скважинах №№ 83, 87 и 89 и др. происходит частичная глинизация верхней, в других скважинах – средней и нижней части пласта. В центральной и северной частях разбуренного участка происходит увеличение эффективных толщин пласта за счёт опесчанивания кровли пласта, в то время как в средней и подошвенной его части возрастает глинистость.

Залежь района скважины № 17 вскрыта скважинами №№ 17, 18 и 23, абсолютные глубины оставляют от – 2475,0 до – 2477,0 м. При определении условной глубины залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов эксплуатационных скважин из общей

глубины вскрытия коллекторов вычитались удлинения на пласт и принята с соответствующим знаком поправка. Выделенная по ГИС продуктивность в скважинах локализуется условно принятой зоной замещения коллекторов, отделяющей продуктивные коллекторы от водоносных. Опробование залежи не проводилось.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 6,0 м (скважина № 18) до 10 м (скважина № 23). Водонефтяная зона не вскрыта.

В соответствии с принятой моделью размеры залежи 0,9×0,8 км, высота 17,2 м. Залежь литологически экранированная.

Залежь в районе скважины № 60 вскрыта скважинами №№ 54, 55, 60 и 64, пробуренными после 1996 года на северном обрамлении структурного выступа. Залежь вытянута узкой полоской северо-восточного простирания и оконтурена водоносными скважинами. Абсолютная глубина залегания кровли нефтенасыщенных коллекторов составляет от – 2486,0 до – 2493,0 м. Опробование залежи не проводилось.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,8 м (скважина № 55) до 8,4 м (скважина № 60).

Выделенная по ГИС продуктивность в скважинах локализуется условно принятой зоной замещения коллекторов, отделяющей продуктивные коллекторы от водоносных.

Водонефтяная зона вскрыта в скважине № 55 в интервале отметок от – 2495,0 до – 2497,1 м, отвечающими подошве нефтенасыщенных и кровле водоносных коллекторов. В западной части залежи ВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке – 2497,8 м скважины № 54.

Исходя из принятой модели и водонефтяными контактами по северной залежи пласта БП₈¹ размеры её составляют 2,0×0,4 км, высота 12,7 м.

Обособленно расположена залежь в районе скважины № 61, имеющая свой водонефтяной контакт, принятый в интервале отметок от – 2485,4 до – 2486,6 м. Глубина залегания кровли нефтенасыщенного коллектора – 2484,0 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м. Скважина с северо-западной и южной сторон ограничена условной зоной замещения, а с востока – принятым ВНК. Размеры залежи 0,4×0,3 км, высота 1,8 м. Залежь литологически экранированная.

Физико-литологическая характеристика пластов-коллекторов, характеристика толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов

Физико-литологическая характеристика коллекторов изучалась по результатам анализов кернового материала и материалам ГИС.

Всего по скважинам Северо-Тарасовской площади пробурено с отбором керна 4 разведочные и 4 эксплуатационные скважины. Проходка с отбором керна составила 425 м, поднято 317 м керна, что составило 79,3 % к проходке и 2,0 % по отношению к суммарной глубине скважин. Гидродинамические характеристики пород изучены также на керне трёх скважин соседнего Южно-Тарасовского месторождения.

После извлечения из скважины керновый материал подвергался макроскопическому описанию, соответствующим образом обрабатывался и отправлялся для более детального изучения. В Центральной лаборатории концерна «Тюменьгеология» исследовался керн по скважинам №№ 265Р и 266Р. По скважинам №№ 594Р и 595Р физические свойства коллекторов изучались в лаборатории Тарко-Салинской тематической экспедиции. По эксплуатационным скважинам №№ 2, 19 и 22 коллекторские свойства определялись в лаборатории физики пласта СибНИИНП. Керн скважины № 89 исследован в лабораториях ООО «НК «Роснефть» – НТЦ». Исследования по скважинам №№ 135р, 137р и 139р Южно-Тарасовского месторождения проводились ЗАО «Сибнефтепроект».

Керном охвачены породы пластов БП₈¹, БП₈², БП₉¹, БП₁₀¹, БП₁₀² и БП₁₁². В целом коллектор характеризуется как терригенный, породы представляют собой песчаники прибрежно-морского генезиса, позднего диагенеза, что обуславливает характер тектурно-структурной неоднородности.

По керну выполнены определения открытой пористости на 698 образцах, проницаемости – на 647 образцах, остаточной водонасыщенности – на 596 образцах, карбонатности – на 123 образцах, гранулометрического состава – на 20 образцах.

При изучении песчаности разрезов, закономерностей изменения литологии по площади и разрезу в комплексе с литолого-петрографическими данными использовались материалы ГИС. По комплексу промыслово-геофизических исследований с учётом увязанного керна проведено выделение эффективных толщин в интервалах продуктивных пластов с разделением их на нефте- и водонасыщенные. Для каждого проницаемого пропластка, охарактеризованного керном, и пласта в целом подсчитаны средние значения всех определяемых в лаборатории параметров.

Пласт БП₈¹

Пласт БП₈¹ уверенно коррелируется в разрезах скважин, выдержанный по толщине. Общие толщины изменяются в пределах 9,0–18,6 м, диапазон изменения суммарных эффективных толщин от 1,0 м (скважина № 30) до 10,0 м (скважина № 23), в районе скважины № 351 пласт глинизируется.

В разрезе пласта, в основном, чётко выраженных мощных прослоев песчаника нет, а наблюдается переслаивание песчаных и алевролитоглинистых пород с преобладанием непроницаемых песчано-алевритовых пород, в среднем песчаность составляет 38,1 %. Проницаемая часть представлена 3–6 прослоями толщиной от 0,4 м до 3 м.

Керном пласт охарактеризован в двух скважинах (№№ 2 и 22), из коллекторов вынесено 9,4 м керна, выполнено 85 определений открытой пористости, 82 – проницаемости. Средние значения пористости изменяются от 15,5 % до 19,7 %, а по проницаемости средние значения изменяются от 6,3 фм² до 44,0 фм².

Пласт БП₈²

Пласт БП₈² более литологически изменчивый, на значительной части площади проницаемые разности замещаются глинистыми породами. Общая толщина пласта изменяется от 1,0 м до 7,0 м, диапазон изменения суммарных эффективных толщин изменяется от 0,6 м (скважина № 41) до 4,1 м (скважина № 5). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважины №№ 4 и 60) до 4,1 м (скважина № 5), средняя песчаность составляет 36,2 %.

Керном пласт охарактеризован только в одной эксплуатационной скважине № 2. В целом из пласта вынесено 3,6 м керна, в том числе из эффективных толщин – 1,6 м. Пористость определялась на 24 образцах и в среднем составила 16,2 %, проницаемость по 22 определениям изменяется от 8,2 до 111 фм², составляя в среднем 34,7 фм².

Коллекторами пласта БП₈² являются песчаники серые мелко-, среднезернистые, алевролитистые аркозового состава. Структура алевро-псаммитовая, текстура микрослоистая, обусловленная скоплениями чешуек гидратизированной слюды. Обломочный материал составляет 85–90 %, цемент – 5–10 %. Размеры обломков 0,05–0,25 мм, преобладают обломки размером 0,12–0,15 мм. Сортировка средняя, окатанность зёрен слабая. Представлен обломочный материал кварцем (35–40 %), полевыми шпатами (40–55 %), обломками пород (около 5 %) и слюдой. Цемент в породах плёночный и порово-плёночный хлоритового состава. Плёнки тонкие, прерывистые, распространены не повсеместно. Пустые поры встречаются редко, чаще заполнены хлоритом, каолинитом, иногда кальцитом. Упаковка зёрен довольно плотная – широко развиты структуры приспособления зёрен. В количестве около 1 % отмечаются зёрна и включения лейкоксена и других титанистых минералов.

Пласт БП₉¹

Пласт БП₉¹ представляет собой мощный и выдержанный коллектор, который представляет собой песчано-алевритовую толщу с неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, с преобладанием песчаников. Общие толщины пласта изменяются от 22,2 м до 31,8 м, а диапазон изменения суммарных эффективных толщин от 11,7 м (скважина № 40) до 26,0 м (скважина № 8). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м (скважины №№ 60 и 2) до 6,6 м (скважина № 57). Для пласта характерна высокая расчленённость разреза от 3 до 12 проницаемых прослоев. Толщина каждого прослоя от 0,4 м до 14,0 м. Из-за частого переслаивания тонких или

относительно мощных проницаемых и непроницаемых прослоев песчаность меняется от 46,7 % до 89,3 % и по пласту в среднем составляет 67,5 %. В целом из пласта вынесено 9,6 м керна (скважина № 2), в том числе из эффективных толщин – 5,65 м. Фильтрационно-емкостные свойства изучены по скважине № 2 на 93 образцах. Открытая пористость по данным лабораторных исследований изменяется в пределах от 15,3 до 16,9 %, что в среднем составляет 16,2 %. Значения коэффициента проницаемости изменяются от 2,0 до 228 мкм², при среднем значении 47,4 мкм².

Коллекторами пласта БП₉¹ являются мелко-, среднезернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, серые, буровато-серые, однородные или тонкослоистые за счёт концентрации слюд, углисто-глинистого материала и детрита по плоскостям наслоения. Состав обломочной части аркозовый с явным преобладанием полевых шпатов (46–64 %) над кварцем (27–40 %). Содержание обломков пород не превышает 10 %, слюд 2–5 %. Кварц чистый, прозрачный, регенерация развита в виде тонких прерывистых каёмок на отдельных зёрнах. Полевые шпаты представлены калиевыми разновидностями и плагиоклазами. Они в различной степени изменены: пелитизированы, каолинизированы, серицитизированы. Обломками пород являются эффузивные, глинистые, кварцитоподобные разновидности, слюды представлены биотитом, мусковитом, обычно гидратированы и пластически деформированы. Содержание цемента в породе не более 10 %, по данным рентгеноструктурного анализа состав его хлоритовый и хлорит-каолининовый. Тип цемента плёночный. Отдельные поры выполнены каолинитом, гидрослюдой, а также минералами аутигенного генезиса (лейкоксен, пирит, анатаз). В целом вторичное минералообразование неинтенсивно и фильтрационно-емкостные свойства во многом предопределяются степенью упаковки обломочного материала, как правило, достаточно плотной. Контакты между зёрнами преимущественно линейные и точечные, значительно распространены конформированные обломки. Открытые поры (0,03–0,08 мм) в ряде случаев усилены коррозией зёрен, что обуславливает значительное повышение коллекторских свойств в подобных прослоях. Непроницаемые прослои в пласте представлены алевролитами тёмно-серыми, мелкозернистыми, сильно глинистыми или переслаиванием алевролитов и аргиллитов, а также песчаниками с базальным кальцитовым цементом толщиной иногда до 2–3 м.

Основной продуктивный горизонт Северо-Тарасовского месторождения БП₁₀₋₁₁ представлен четырьмя пластами: БП₁₀¹, БП₁₀² и БП₁₁² – продуктивные, а пласт БП₁₁¹ – водоносный. Горизонт характеризуется послойной и зональной неоднородностью, которая выражается в частом чередовании разных типов пород по разрезу, их взаимном замещении по простиранию, значительных изменениях толщин пластов. В скважине № 266Р керном охарактеризована крышка горизонта БП₁₀₋₁₁. Породы представлены аргиллитами тёмно-серыми до чёрных, плотными с прослоями алевролитов песчаных и песчаников мелкозернистых карбонатных.

Пласт БП₁₀¹

Пласт БП₁₀¹ невыдержан по площади. На южной и западной частях месторождения пласт заглинизирован. Общая толщина пласта изменяется от 1,6 м до 6,6 м, суммарные эффективные толщины изменяются от 0,8 м (скважина № 11) до 5,0 м (скважина № 13000), нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 м (скважина № 11) до 4,8 м (скважина № 13000). В разрезе выделяется 1–2 проницаемых прослоя, преобладают коллекторы толщиной 1–2 м. Керном охарактеризован один нефтенасыщенный коллектор в скважине № 22. Песчаность пласта в среднем составляет 49,6 %. Фильтрационно-емкостные свойства изучены на трёх образцах. Средняя пористость составила 17,3 %, проницаемость – 64,0 мкм².

Пласт БП₁₀²

Пласт БП₁₀² представляет собой песчано-алевритовую толщу, выдержанную по площади и разрезу. Общая толщина пласта изменяется от 8,4 м до 16,6 м, суммарные эффективные толщины изменяются от 3,8 м (скважина № 79) до 11,7 м (скважина № 7). Пласт изучен керном в трёх скважинах №№ 19, 22 и 265Р. Из нефтенасыщенной части вынесено 20 м керна. Пористость определялась на 100 образцах, средневзвешенное по толщине значение составило 16,7 %, проницаемость по 93 образцам изменяется от 0,6 до 55,3 мкм², в среднем составляя 18,8 мкм².

Пласт БП₁₁¹

Пласт БП₁₁¹ является водоносным, выдержан по площади и имеет значительную толщину от 17 до 25 м.

Пласт БП₁₁²

Пласт БП₁₁² в пределах Северо-Тарасовского месторождения пласт имеет линзовидное строение, плохо коррелируется в разрезе скважин из-за литологической изменчивости и сильной расчленённости. Песчаность пласта низкая – в среднем составляет 33,8 %. Общая толщина пласта изменяется от 4,8 м (скважина № 13) до 10,4 м (скважина № 34), суммарные эффективные толщины изменяются от 0,8 м (скважина № 265Р) до 6,2 м (скважина № 62), нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 м (скважина № 54) до 6,2 м (скважина № 62). Из пласта вынесено 0,8 м керна в скважине № 594Р, коллекторские свойства не изучались.

Горизонт БП₁₀₋₁₁ является единым нефтегазоносным объектом на Тарасовском и Северо-Тарасовском месторождениях, а по пласту БП₁₀² установлен общий водонефтяной контакт. На Тарасовском месторождении коллекторы горизонта хорошо изучены керном: выполнено 1108 определений открытой пористости, 834 – проницаемости, 68 определений гранулометрического состава, отбирались шлифы.

Коллекторами горизонта являются песчаники мелко-, среднезернистые алевритистые и алевролиты крупнозернистые серые и буровато-серые, однородные или слоистые. Слоистость обусловлена параллельной ориентировкой слюды и углистоглинистого материала и скоплением их по плоскостям наслоения. Наиболее характерны горизонтальная, волнистая, косая слоистости, местами нарушенные ходами илюедов.

По составу породобразующих минералов коллекторы относятся к полимиктовому типу со значительным преобладанием полевых шпатов (50–60 %) над кварцем (30–40 %) и второстепенным содержанием обломков пород (5–10 %) и слюд (от 1–3 до 10 %). Кварц бесцветный, прозрачный, без включений, с равномерным угасанием. Полевые шпаты представлены калиевыми разностями и плагиоклазами, они в различной степени пелитизированы и серицитизированы. Обломки пород – чаще эффузивные, реже кремнистые разности, – хлоритизированы. Слюды распределены неравномерно, представлены сильно измененными мусковитом и биотитом. Цемент коллекторов плёночный и порово-плёночный, по составу преимущественно хлоритовый с примесью гидрослюды и каолинита. Плёнки как тонкие, так и довольно толстые (6-10 микрон), иногда крустификационного строения. Цемент составляет 5–10 % от объёма породы. Сортировка обломочного материала в коллекторах средняя, окатанность зёрен слабая. Довольно часто встречаются пустые поры небольших размеров (0,03–0,08 мм), как седиментационные, так и вторичные. Последние имеют изометричную форму вследствие коррозии зёрен и, как правило, развиты в наиболее проницаемых среднезернистых песчаниках. Часть пор заполнена хлоритом, кальцитом и железистотитанистыми минералами (пирит, лейкоксен) аутигенного генезиса. Непроницаемые прослои сложены аргиллитами в разной степени алевритистыми, хлорит-гидрослюдистого состава и алевролитами мелкозернистыми глинистыми.

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 2.

Характеристика вытеснения флюидов.

Относительные фазовые проницаемости. Капиллярные свойства пород

Опыты по вытеснению нефти моделью пластовой воды проведены на 16 образцах керна скважины № 89 Северо-Тарасовского месторождения. Также опыты по вытеснению проведены на 30 образцах керна скважины № 135, на 29 образцах керна скважины №137 и 24 образцах керна скважины № 139 Южно-Тарасовского месторождения. Использование данных исследования кернов скважин Южно-Тарасовского месторождения для характеристики вытеснения на Северо-Тарасовском месторождении обосновано тем, что пласты группы БП на Тарасовской группе месторождений представляют единый геологический комплекс, сформировавшийся в схожих условиях осадконакопления и подвергшийся одинаковым диагенетическим изменениям.

Таблица 2 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Северо-Тарасовского месторождения

Параметры	Пласты							
	БП ₈ ¹	БП ₈ ²	БП ₉ ¹	БП ₁₀ ¹	БП ₁₀ ²	БП ₁₁ ²	БП ₁₄	
Средняя глубина залегания	2550	2574	2578	2668	2668	2697	2756	
Тип залежи	литологическая	литологические и тектонически экранированная	массивная	литологические и тектонически экранированная	пластовая, сводовая с тектоническим экраном	литологические и тектонически экранированная	пластовая, литологически экранированная	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Тип коллектора	<i>терригенный поровый</i>							
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	1170	4079	5520	51226 / 32144*	26122	8827	29605*	
Средняя общая толщина, м	16,6	4,6	28,7	4,8	11,9	8,0	61,2	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,0	1,5	2,4	2,5	7,0	3,1	7,0	
Пористость, %	17,7	17,3	18,0	18,0	18,4	17,3	17,0	
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,57		0,55	0,62	0,54	0,52	0,60	
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,62	0,56	–	0,65	0,60	0,58	0,60	
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,62	0,56	0,56	0,66	0,60	0,58	0,60	
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	37	27	48	48	66	27	13	
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,45	0,34	0,60	0,28	0,58	0,20	0,19	
Коэффициент расчленённости, ед.	3,4	2,0	7,5	1,5	4,6	2,1	5,6	
Начальная пластовая температура, °С	83,5	84	84	85	85	89	94	
Начальное пластовое давление, МПа		26		27,3	27,3		28,2	
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,46	0,46	0,52	0,70	0,7		0,45	
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа·с		4,85		5,53	5,53			
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/м ³		683		682	682		670	
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м ³	819	819	822	824	824	824	820	
Абсолютная отметка ВНК, м	–	–2496	–2502;2512	–2615	–2590;2615	–2620	–2890	
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,513	1,513	1,415	1,381	1,381	1,381	1,490	
Содержание серы в нефти, %		0,14	0,16	0,21	0,21	0,21	0,19	
Содержание парафина в нефти, %		3,97	2,36	2,39	2,39	2,39	2,47	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,9	18,9	17,8	14,5	14,5	14,5	17,9
Газосодержание, м ³ /т	208	208	168	146	146	146	188
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,33
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с							
Плотность воды в пластовых условиях, тонн/м ³	1015	1015		1012	1012	1012	1013
Плотность воды в поверхностных условиях, тонн/м ³	1015	1015		1012	1012	1012	1013
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴							
нефти		1,14		0,96			3,9
воды	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
породы							
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа		1,3					
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,440	0,440	0,587	0,465	0,465	0,465	0,560

Примечание: * в пределах Северо-Тарасовского лицензионного участка

Пласт БП₈

На керне пласта БП₈ поставлено 34 опыта по вытеснению. Фильтрационно-емкостные свойства совокупности образцов следующие: пористость 15,3–20,8 %, среднее арифметическое 18,9 %; проницаемость 16–146 мД, среднее арифметическое 53,5 мД. Характеристики вытеснения совокупности образцов по результатам экспериментов: начальная нефтенасыщенность 59,5–74,0 %, среднее арифметическое 65,8 %; остаточная нефтенасыщенность 26,3–41,7 %, среднее арифметическое 36,6 %; коэффициент вытеснения 0,332–0,586, среднее арифметическое 0,440.

Гистограммы распределений коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности приведены на рисунках 5 и 6. Вид распределений – одномодовый, близок к нормальному, поэтому для характеристик вытеснения можно пользоваться средними значениями.

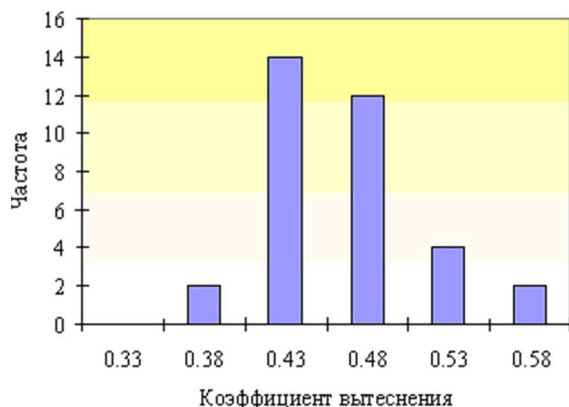


Рисунок 5 – Гистограмма распределения коэффициента вытеснения пласта БП₈



Рисунок 6 – Гистограмма распределения остаточной нефтенасыщенности пласта БП₈

Пласт БП₁₀²

На керне пласта БП₁₀² поставлено 45 опытов по вытеснению, 16 из них – по скважине № 89 Северо-Тарасовского месторождения, 29 – по скважинам №№ 135 и 137 Южно-Тарасовского месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства совокупности образцов следующие: пористость 14,7–19,7 %, среднее арифметическое 17,4 %; проницаемость 2,2–20,0 мД, среднее арифметическое 12,3 мД. Характеристики вытеснения совокупности образцов по результатам экспериментов: начальная нефтенасыщенность 44,3–66,6 %, среднее арифметическое 58,4 %; остаточная нефтенасыщенность 22,5–37,0 %, среднее арифметическое 36,6 %; коэффициент вытеснения 0,292–0,584, среднее арифметическое 0,465.

Гистограммы распределений коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности приведены на рисунках 7 и 8.

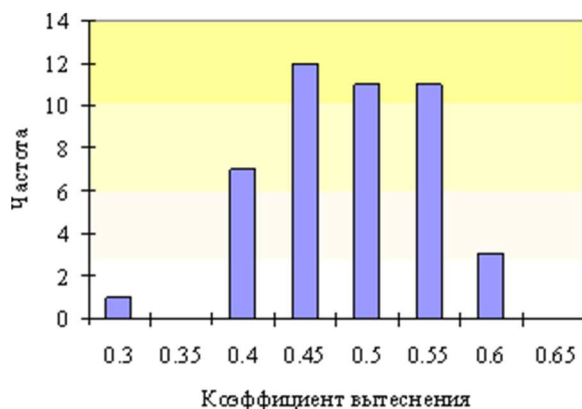


Рисунок 7 – Гистограмма распределения коэффициента вытеснения пласта БП₁₀²



Рисунок 8 – Гистограмма распределения остаточной нефтенасыщенности пласта БП₁₀²

Графики зависимостей коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости приведены на рисунках 9 и 10.

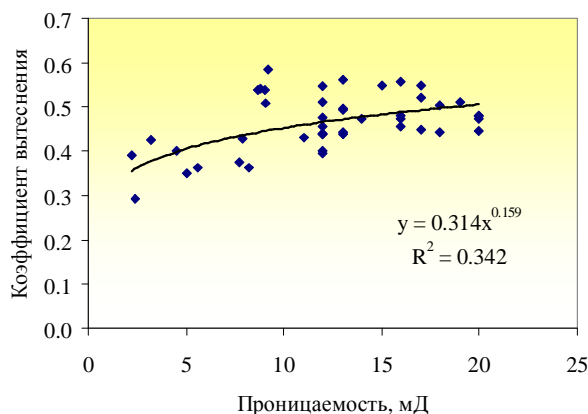


Рисунок 9 – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости породы по газу пласта БП₁₀²

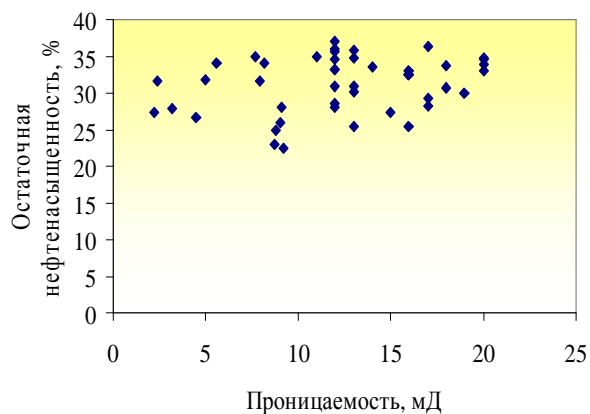


Рисунок 10 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы по газу пласта БП₁₀²

Из графика 9 видна тенденция к увеличению коэффициента вытеснения с увеличением проницаемости породы. Тенденции в поведении остаточной нефтенасыщенности не наблюдается, распределение точек равномерное.

Фазовые проницаемости породы по нефти и воде измерены на двух образцах кернa скважины № 89 пласта БП₁₀². На рисунке 11 приведены экспериментальные кривые фазовых проницаемостей. Критическая водонасыщенность близка к 50 %, начальная водонасыщенность – около 40 %. Доля нефти, вытесненной в безводном периоде течения, составляет около 50 % общего объема вытесненной нефти. Вид кривых говорит о сильной гидрофильности породы, что согласуется с результатами исследований типа смачиваемости. Отмечаются характерно низкие значения проницаемости по воде: относительные проницаемости по воде в точке равновесной насыщенности по нефти равны 0,099 и 0,128.

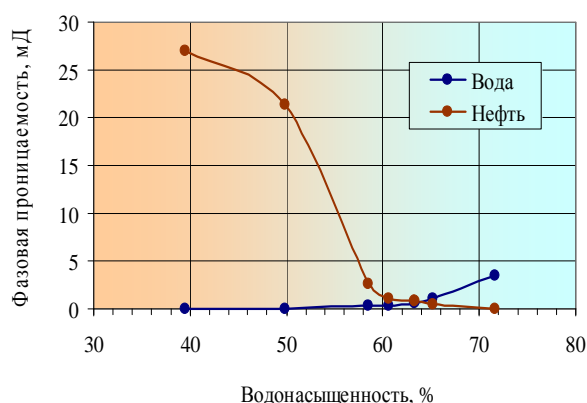
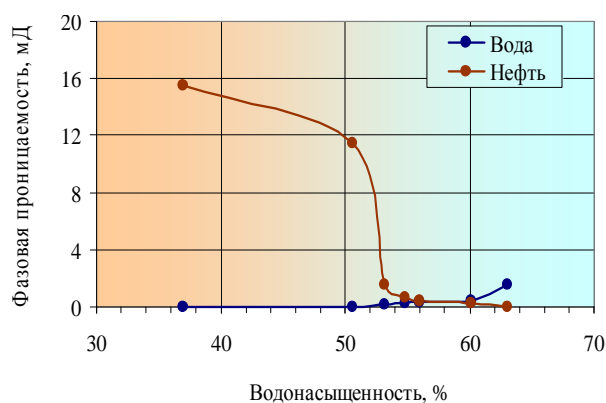


Рисунок 11 – Результаты определения фазовых проницаемостей скважины № 89 пласта БП₁₀² Северо-Тарасовского месторождения

На рисунке 12 показана зависимость доли воды в двухфазном потоке от водонасыщенности при вытеснении нефти водой, рассчитанная по данным о фазовых проницаемостях породы. Вид кривой характерен для вытеснения лёгких нефтей (выпуклость вверх) с отношением мобильностей фаз меньше либо равным единице. Фронт вытеснения стабилен, вытеснение – поршневого типа.

Кривые капиллярных давлений измерены на 7 образцах породы пласта БП₁₀² скважины № 89 методом центрифугирования. Водоудерживающая способность породы изменяется от 38 до 44 % при давлении 2,7 бар. Расчёт распределения поровых

каналов по размерам показал, что в фильтрации участвуют преимущественно поры диаметром от 3 до 27 мкм, но наибольший объём в поровом пространстве исследуемых пород скважины № 89 занимают поры менее 0,5 мкм (37,0–44,0 %). Указанное обстоятельство обуславливает сравнительно невысокие фильтрационные характеристики рассматриваемых коллекторов ($1,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – $30,0 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

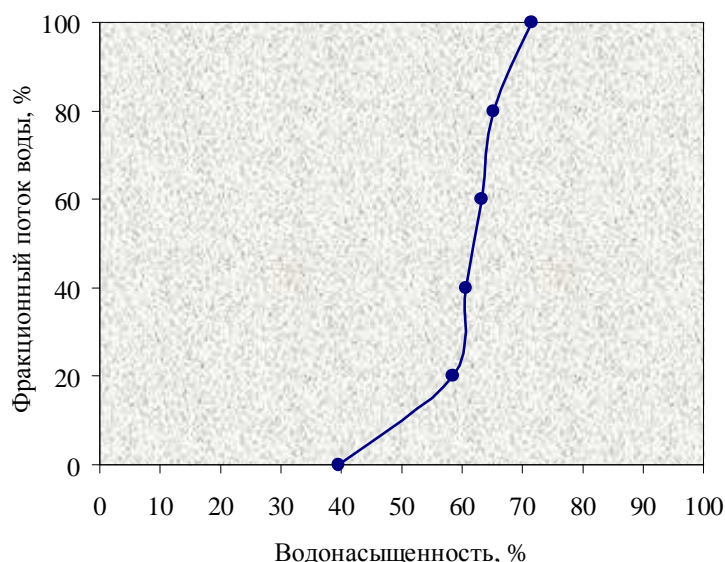


Рисунок 12 – Зависимость доли воды в двухфазном потоке от водонасыщенности скважины № 89 пласта БП₁₀ Северо-Тарасовского месторождения

Пласт БП₁₄

Опыты по вытеснению нефти водой проводились на коллекции из 54 образцов керна, в том числе на 15 образцах керна, взятого из скважин Северо-Тарасовского месторождения, 39 образцах керна скважин Тарасовского месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства совокупности образцов следующие: пористость 15,3–20,8 %, среднее арифметическое 18,9 %; проницаемость 5,7–45,6 мД, среднее арифметическое 41,1 мД. Характеристики вытеснения совокупности образцов по результатам экспериментов: начальная нефтенасыщенность 47,5–79,8 %, среднее арифметическое 56,4 %; остаточная нефтенасыщенность 17,8–41,7 %, среднее арифметическое 25,1 %; коэффициент вытеснения 0,332–0,725, среднее арифметическое 0,539.

Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для керна пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения показана на рисунке 13.

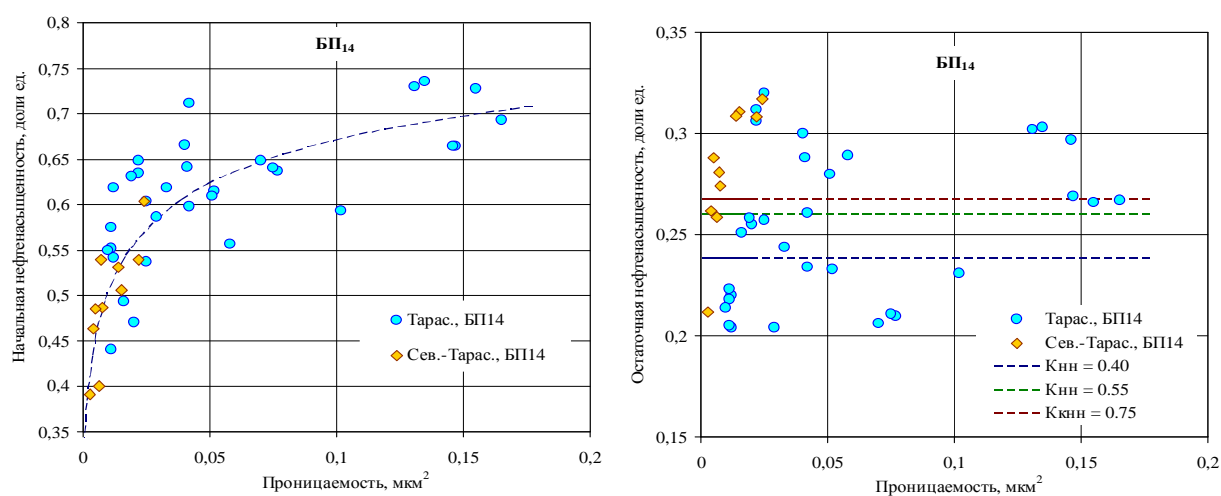


Рисунок 13 – Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для керна пласта БП₁₄ (линии – расчётные значения остаточной нефтенасыщенности для различных уровней начальной)

Вид кривых ОФП (рис. 14) позволяет сделать вывод о гидрофильном характере поверхности горной породы: точка равенства относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды (построенных в обычных, ненормированных координатах) соответствует водонасыщенности, превышающей 50 %, а ОФП для воды при $K_n = 0$ (K_e^{max}) составляет менее 20 % от K_n^{max} .

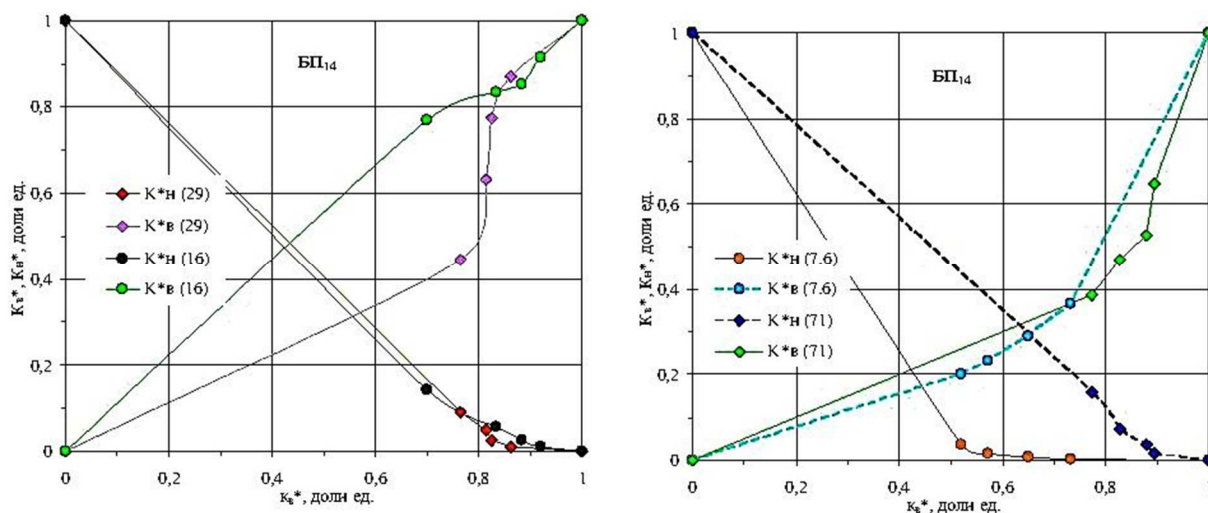


Рисунок 14 – Диаграммы ОФП в нормированных координатах для керна пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения (в скобках – проницаемость образцов по газу, 10⁻³ мкм²)

Эта оценка подтверждается проведёнными специальными исследованиями смачиваемости керна (по ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород»). По результатам капиллярного впитывания в образцы экстрагированного керна керосина и пресной воды в атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании рассчитывался показатель смачиваемости M : для чисто гидрофобной среды $M = 0$, для чисто гидрофильной – $M = 1$. Для подавляющего большинства образцов значения коэффициента смачиваемости превышают 0,75, т.е. они относятся к категории гидрофильных.

Из гидрофильных пород основная часть нефти добывается во время безводного периода, вытеснение нефти идёт в режиме, близком к поршневому и заканчивается при прокачке до 1,5–2,0 поровых объёмов воды.

По результатам проведённых опытов при совместном течении нефти и воды определялось фильтрационное сопротивление $\Phi C = \frac{\Delta P}{Q}$ (ΔP – перепад давления на

образце, кгс/см²; Q – суммарный расход нефти и воды, см³/с) в зависимости от доли воды в потоке и нормированной водонасыщенности кернов (рис. 15). Фильтрационное сопротивление приведено к величине ΦC в начальной точке – при 100 % нефти в потоке. Как видно, уже при небольшой (20 %) доле воды в потоке происходит резкое увеличение водонасыщенности пористой среды, и к этому моменту вытесняется уже более половины (от 52 до 84 %) подвижной нефти. При этом резко возрастает фильтрационное сопротивление образцов – от 4,6 до 19,4 раз.

Особенности фильтрации жидкости и ОФП, рассмотренные выше, будут существенно влиять на показатели добычи. При увеличении водонасыщенности пласта пропластки коллектора с малой проницаемостью, гидропроводность которых и так низка, могут полностью заблокироваться. После прорыва воды к добывающим скважинам обводнённость продукции будет быстро возрастать, а сопутствующее резкое возрастание ΦC пород должно приводить к кратному снижению общего дебита по жидкости (при тех же градиентах давления в пласте).

Данные по зависимости капиллярного давления P_c от водонасыщенности K_v для керна пласта БП₁₄ Тарасовского и Восточно-Тарасовского месторождений получены методом центрифугирования для системы «вода – воздух» в лабораторных условиях (при комнатной температуре и атмосферном давлении). Опыты проводились в двух

организациях – ВНИГНИ (с использованием ультрацентрифуги фирмы «Вестан») и ЗАО «Сибнефтепроект». Поскольку аппаратура во ВНИГНИ является более совершенной, эти данные являются более надёжными и рекомендуются к дальнейшему использованию. Данные по капиллярному давлению представлены на рисунках 16–18.

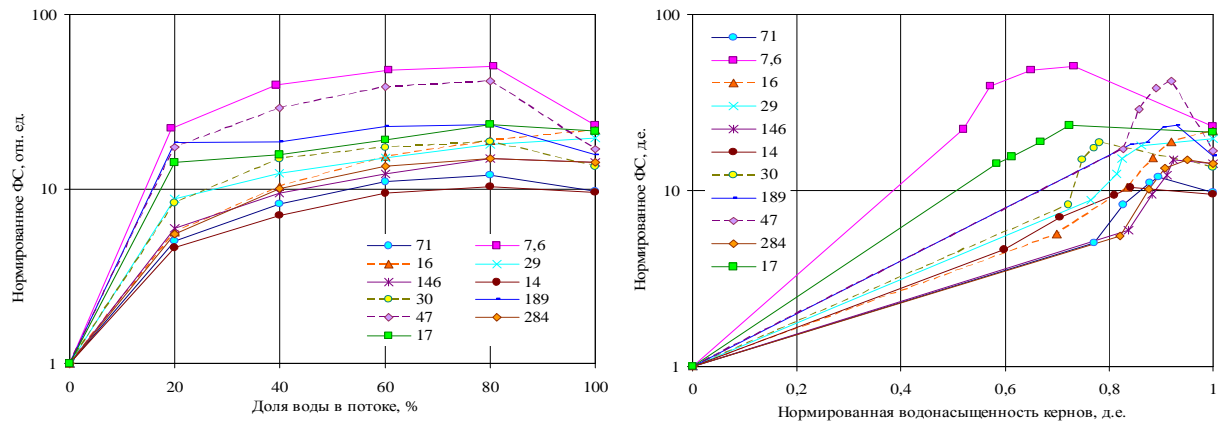


Рисунок 15 – Зависимость фильтрационного сопротивления ФС от доли воды в потоке и водонасыщенности (в скобках – проницаемость образцов по газу, 10^{-3} мкм²)

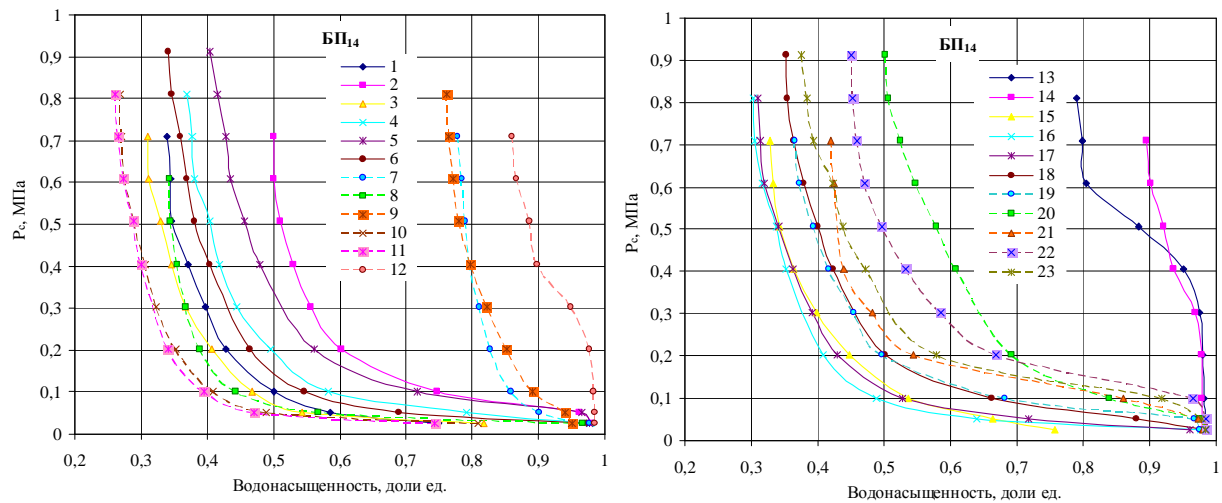


Рисунок 16 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения

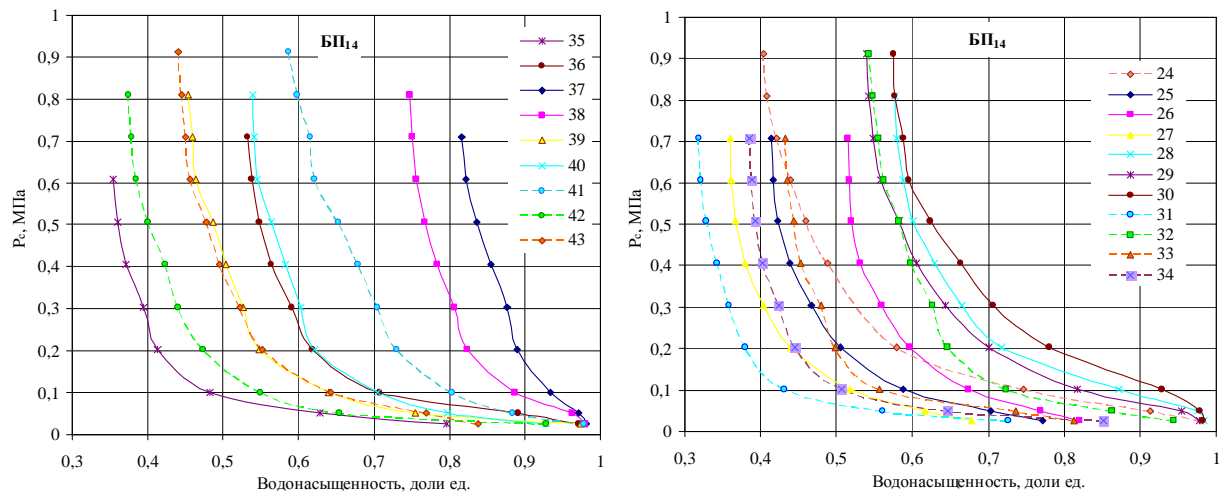


Рисунок 17 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения

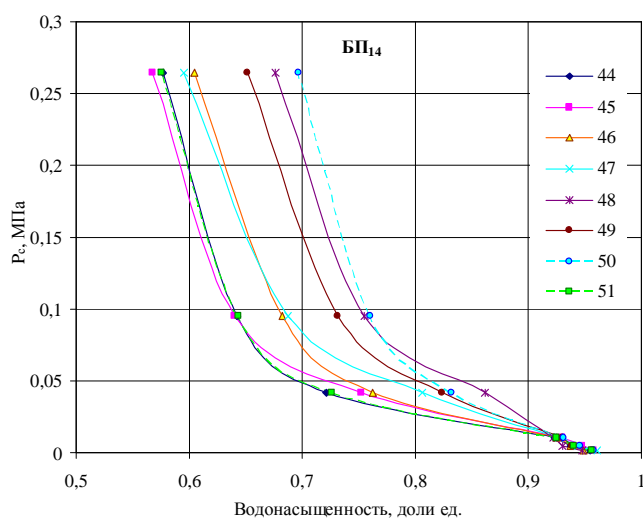


Рисунок 18 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП14 Тарасовского месторождения

Для того чтобы привести их к безразмерному виду, использовалась известная функция Леверетта:

$$J = \frac{3,183 \cdot P_k \cdot \sqrt{\frac{k_{пр}}{k_n}}}{\gamma \cdot \cos \theta},$$

где J – функция Леверетта; P_k – капиллярное давление, 105 Па; $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²; k_n – коэффициент пористости, доли ед.; γ – поверхностное натяжение на поверхности «углеводороды – пластовая вода», кг/с²; θ – угол смачиваемости, град.

Зависимость J от водонасыщенности k_e аппроксимировали функцией вида:

$$J = a \cdot \left(\frac{1}{k_e} - 1 \right)^{(b-c \cdot k_e)}$$

с параметрами a , b и c . Результаты расчётов приведены на рисунке 19.

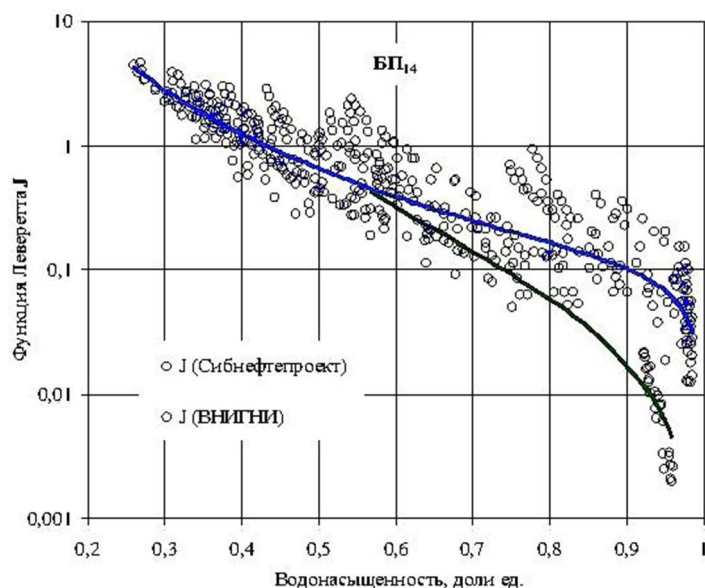


Рисунок 19 – Зависимость функции Леверетта J от водонасыщенности для ядерного материала пласта БП14 Тарасовского месторождения

Следует заметить, что данные по пласту БП₁₄, полученные во ВНИГНИ, аппроксимируются близкими функциями $J = f(k_g)$, что свидетельствует о сходстве капиллярно-метрических характеристик kernового материала данных пластов.

Результаты лабораторных фильтрационных экспериментов использовались для обоснования коэффициента вытеснения нефти водой по залежам продуктивного пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения (некоторые точки с экстремально высокими или низкими значениями остаточной нефтенасыщенности рассматривались как выбросы и были исключены из рассмотрения).

Следует подчеркнуть, что коэффициент вытеснения является производной величиной: $K_{\text{выт}} = \frac{k_{\text{HH}} - k_{\text{HO}}}{k_{\text{HO}}}$, и определяется базовой зависимостью $k_{\text{HO}} = f(k_{\text{HH}})$. Заме-

тим, что остаточная нефтенасыщенность слабо коррелирует с величинами k_{HH} и $k_{\text{пр}}$. Однако в любом случае при обработке данных (независимо от степени их корреляции) необходимо получить усреднённые зависимости, которые можно было бы использовать для расчётов средних величин остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по залежам.

Для этой зависимости предложено использовать достаточно простую нелинейную функцию:

$$k_{\text{HO}} = \frac{k_{\text{HH}}}{1 + C \cdot k_{\text{HH}}^n},$$

где C – настроечный параметр; n – показатель нелинейности.

Линейная зависимость является её частным случаем – при $n = 0$, а при $n = 1$ она переходит в известное уравнение Ланда. Достоинством предложенной зависимости является то, что она позволяет дифференцировать коэффициенты вытеснения по начальной нефтенасыщенности:

$$K_{\text{выт}} = \frac{C \cdot k_{\text{HH}}^n}{1 + C \cdot k_{\text{HH}}^n}.$$

Параметр C , в свою очередь, позволяет учесть в данной зависимости вклад от проницаемости среды: $C = p \cdot k_{\text{пр}}^q$. Значения коэффициентов p и q , при которых наблюдается наилучшее соответствие между расчётными и экспериментальными величинами остаточной нефтенасыщенности, приведены ниже.

Пласты	Параметры		
	n	p	q
БП ₁₄	1,550	2,814	0

Расчётные зависимости $k_{\text{HO}} = f(k_{\text{HH}})$ для трёх различных уровней проницаемости – минимальной, средней и максимальной, в виде линий приведены на рисунке 20. Зависимости $K_{\text{выт}} = f(k_{\text{пр}})$ представлены на рисунке 21, где линиями изображены расчётные зависимости для трёх различных уровней начальной нефтенасыщенности.

Зависимости $K_{\text{выт}}$ от начальной нефтенасыщенности приведены на рисунке 22 (линии – расчёт для различных уровней проницаемости). Заметим, что для пласта БП₁₄ зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной имеет универсальный характер (не зависит от проницаемости), и соответственно расчётный коэффициент вытеснения также не зависит от проницаемости и определяется только величинами начальной нефтенасыщенности.

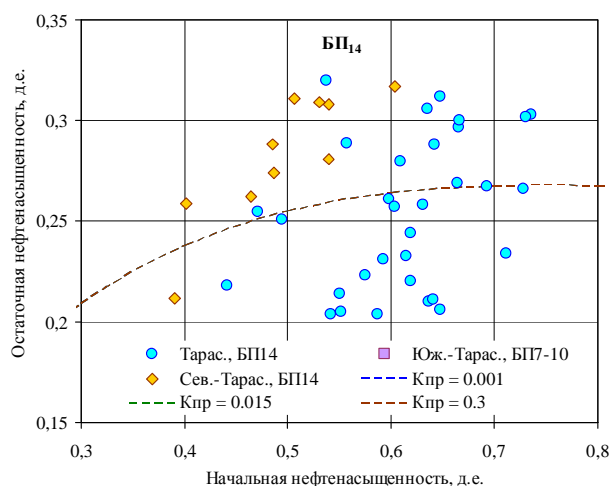


Рисунок 20 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной для ядра пласта БП₁₄ (линия – расчёт)

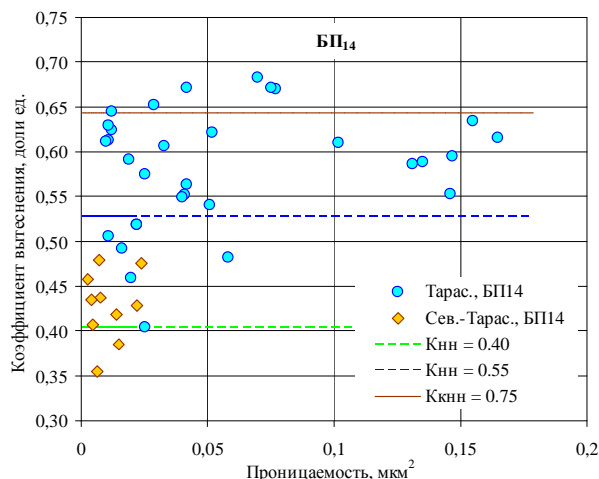


Рисунок 21 – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости для ядра пласта БП₁₄ (линии – расчёт для различных уровней начальной нефтенасыщенности)

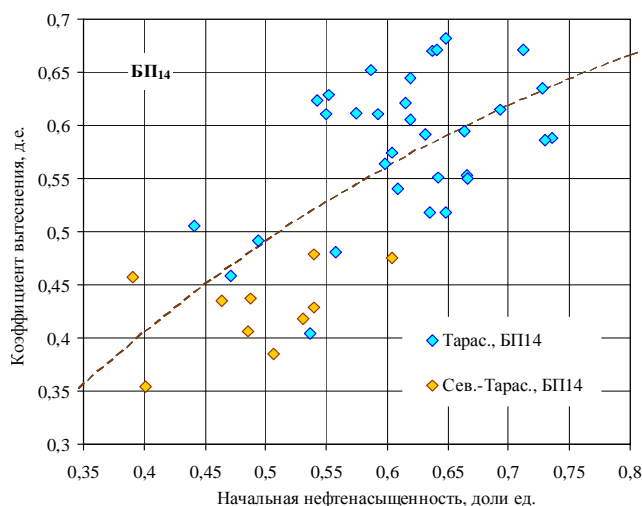


Рисунок 22 – Зависимость коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности для ядра пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения (линии – расчёт для различных уровней проницаемости, мкм²)

Свойства и состав пластовых флюидов

В процессе разведочных работ и эксплуатации на Северо-Тарасовском месторождении проводились комплексные исследования нефтяных объектов. При исследовании скважин отбирались поверхностные и глубинные пробы нефти и растворённого газа.

Поверхностные пробы нефти отбирались из выкидных линий при работе скважин на определённом режиме. Все исследования поверхностных проб нефти проводились по методикам, предусмотренным Государственными стандартами. Глубинные пробы отбирались с помощью глубинных пробоотборников типа ВПП-300 и ПД-3М. Результаты этих исследований приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты исследования поверхностных проб нефтей горизонта БП₁₄

Наименование свойств, параметров	Количество исследований		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Плотность при 20 °С, кг/м ³	63	75	808,0–864,0	829,7
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	63	75	2,9–17,8	5,4
при 50 °С	62	72	1,8–9,5	2,9

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5
Молярная масса, г/моль	53	64	160–247	184,0
Температура застывания, °С	54	63	(– 30,0)–1,0	– 12,1
Температура начала кипения, °С	62	72	35,0–110,0	57,1
Температура плавления парафина, °С	63	75	50,0–67,0	57,1
Массовое содержание, %				
серы	61	73	0,10–0,53	0,20
смолянистых веществ	63	75	1,60–7,60	4,03
асфальтенов	63	75	0,05–1,11	0,37
парафинов	63	75	1,22–3,66	2,47
воды	20	22	0,01–40,2	7,34
механических примесей	6	6	0–0,05	0,03
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	55	63	3,0–13,5	8,3
до 150 °С	62	72	10,0–31,0	21,4
до 200 °С	62	72	18,0–40,0	32,7
до 250 °С	62	72	26,0–52,0	43,2
до 300 °С	62	72	38,0–62,0	54,1
до 350 °С	40	45	58,0–73,0	66,3
Шифр технологической классификации (по ГОСТ 912-66)	IT ₁ П ₂			

Исследования проб пластовых нефтей проводились по методике ВНИИнефть однократным и ступенчатым способами сепарации. Определялись следующие параметры нефти: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, газосодержание, объемный коэффициент, плотность и вязкость пластовой и дегазированной нефти и другие. Комплексные исследования состава и свойств пластовых нефтей выполнялись на образцах глубинных проб с помощью аппаратуры высокого давления типа АСМ-300 и РVT-12. Результаты исследования глубинных проб нефти и нефтяного газа приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты анализов газа, полученных при разгазировании глубинных проб нефти горизонта БП₁₄

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в пластовых условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
сероводород	отсутствует				
двуокись углерода	0,15	0,00	0,16	0,00	0,15
азот + редкие	0,92	0,00	0,98	0,00	0,55
метан	60,24	0,25	64,46	0,05	35,06
этан	10,51	0,30	11,16	0,34	5,70
пропан	14,57	1,66	13,94	3,19	8,23
изобутан	2,87	0,93	2,26	1,72	1,90

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
нормальный бутан	6,94	3,31	4,99	5,72	5,03
изопентан	1,76	2,29	0,98	3,16	1,93
нормальный пентан	2,02	3,47	1,05	4,49	2,60
остаток С6+	0,02	87,79	0,01	81,34	38,85
молекулярная масса	28,1	172,0	25,9	163,4	91,9
плотность, кг/м ³	1,17	828	1,08	819	708

Хроматографический анализ компонентного состава нефти и нефтяного газа проведены на приборах «Хром-5», ЛХМ-80 и «Вариан-3700». Технологические характеристики разгазированной нефти исследованы на ротационном реовискозиметре «Реотест-2».

Залежи пласта БП₈¹ и БП₉¹ пробами пластовых флюидов не охарактеризованы.

Наиболее полно аналитическим материалом охарактеризованы залежи горизонта БП₁₀, исследовано 16 поверхностных проб нефти, 7 из них признаны качественными.

Устьевых проб растворённого газа не отобрано. Нефтяной газ глубинных проб нефти также исследован методами однократной (31 анализ) и ступенчатой (30 анализов) сепарации, из них качественные – 4, остальные анализы забракованы. Таким образом, при анализе новых полученных данных большинство проб отбраковано.

Ниже даётся осреднённая характеристика нефти горизонта БП₁₀.

Нефть лёгкая (средняя плотность по устьевым пробам 838 кг/м³), малосернистая (0,21 %), с содержанием парафинов 2,39 %. Парафины плавятся при температуре 56,6 °С. Содержание силикагелевых смол равно 4,75 %, т.е. нефть малосмолистая. Кинематическая вязкость, определённая при 20 °С, составляет $5,53 \cdot 10^{-4}$ м²/с, при 50 °С – $2,69 \cdot 10^{-4}$ м²/с, динамическая вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,70 мПа·с, в стандартных – 1,64 мПа·с. Нефть закипает при температуре 62 °С, бензиновых фракций, выкипающих до 300 °С, содержится 54,4 объём. %, молекулярный вес достигает 191. Средняя плотность пластовой нефти по результатам однократного разгазирования 699 кг/м³, при ступенчатой сепарации – 682 кг/м³, плотность сепарированной нефти соответственно 838 и 824 кг/м³. Усадка нефти составляет 26,7 % по однократному разгазированию. Объёмный коэффициент, рассчитанный на стандартные условия по однократной и ступенчатой сепарации, равен соответственно 1,292 и 1,381. Растворённый в нефти газ охарактеризован глубинными пробами в 9 скважинах однократного и в 6 скважинах ступенчатого разгазирования. Нефтяного газа в нефти плотностью 1,164 кг/м³ по однократной и 1,097 кг/м³ по ступенчатой сепарации содержится соответственно 163,09 м³/т и 146,42 м³/т. Коэффициент растворимости газа составляет $9,73 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$. Растворённый в нефти газ метанового состава с повышенным содержанием тяжёлых углеводородов. По ступенчатой сепарации метана в газе содержится 63,09 %, этана – 13,00 %, пропана – 13,47 %, изобутана – 1,77 %. Относительная плотность газа по воздуху – 0,966 по однократному и 0,913 по ступенчатому разгазированию.

Рассматривая изменение основных параметров нефти по площади, можно наблюдать увеличение плотности и вязкости пластовой нефти от сводовой части месторождения к крыльям. Если в скважине № 265R, расположенной в приподнятой части структуры, плотность и вязкость нефти составляют соответственно 837 кг/м³ и 0,49 мПа·с, то на севере в приконтурной скважине № 128 изменяются соответственно до 844 кг/м³ и 0,68 мПа·с.

Таким образом, нефти продуктивных пластов Северо-Тарасовского месторождения лёгкие, малосернистые, малосмолистые, парафиновые, относятся к классу с высоким содержанием лёгких фракций, нефтяной газ метанового состава, сероводород, аргон и гелий не обнаружены.

На Северо-Тарасовском месторождении из горизонта БП₁₀₋₁₁ отобрано 29 проб пластовой воды.

По данным достоверных проб среднее значение минерализации пластовых вод горизонта составило 16,6 г/л, тип вод – хлоридно-кальциевый.

Эти результаты хорошо согласуются с данными по Тарасовскому месторождению, где средняя минерализация составила 15,7 г/л.

Основными солеобразующими элементами являются ионы натрия + калия с содержанием от 80 до 92 %-экв., ионами хлора, концентрация которых изменяется от 91 до 97 %-экв. Ионы Ca^{2+} присутствуют в количестве 10–24 %-экв., ионы Mg^{2+} – в ряде проб не обнаружены, в остальных же содержится до 1 %-экв. Средние значения содержания микроэлементов в пробах вод горизонта БП_{10–11} составили: I – 4,8 мг/л, F – 7,1 мг/л, Br – 25,6 мг/л.

Плотность вод в стандартных условиях изменяется от 1,007 до 1,012 г/см³.

Диапазон изменения и средние значения основных характеристик пластовых вод объекта БП₁₄ (по результатам анализа поверхностных проб) приведены в таблице 5. Результаты исследования показывают, что основными солеобразующими компонентами являются ионы хлора, натрия и кальция.

Таблица 5 – Химический состав и физические свойства пластовых вод горизонта БП₁₄

Наименование свойств, параметров	Диапазон значений	Среднее значение
Плотность воды, кг/м ³ :		
в стандартных условиях	1002–1023	1013
в условиях пласта	–	976
Вязкость воды, мПа·с:		
в стандартных условиях	–	–
в условиях пласта	–	0,32
Газосодержание, м ³ /м ³	–	3,0
Коэффициент сжимаемости, 10–4 1/МПа	–	4,7
Объёмный коэффициент, доли ед.	–	1,041
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв./л)		
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	4680–9030	6020 / 251
Ca^{+2}	200–1483	807 / 40,3
Mg^{+2}	12–784	148 / 12,3
Cl^-	8520–15400	10800 / 303
HCO_3^-	305–1403	662 / 10,9
CO_3^{2-}	–	–
SO_4^{2-}	12,2	12,2 / 0,3
Общая минерализация, г/л	15,1–26,2	18,5
Водородный показатель, pH	5,0–7,0	5,9
Жёсткость общая, мг-экв./л	20,1–121	52,7
Химический тип воды (по В.А.Сулину)	хлоридно-кальциевый	
Количество проб (скважин)	78 (41)	

Анализы газа, растворённого в воде, в пределах Северо-Тарасовской площади не проводились. Содержание отдельных компонентов приводится по Тарасовской площади. Основным составляющим компонентом растворённого в воде газа является метан, его содержание достигает для пластов БП_{10–11} до 92,6 %. Повышенное содержание азота обнаружено в скважине № 73 (9,11 %), в скважинах №№ 71 и 76 установлены максимальные значения этана (11,31–11,47 %) и пропана (13,62–13,46 %) соответственно.

Две качественные пробы отобраны из пласта БП₇ (скважина № 265Р, интервал 2517–2525 м). Среднее значение минерализации составило 14,8 г/л, воды хлоридно-кальциевые, плотностью 1,009 г/см³.

По данным исследования поверхностных проб нефть пласта БП₁₄ характеризуется как парафинистая – содержание парафинов 2,47 %. По углеводородному составу нефть относится к смешанному типу, причём в основном наблюдается преобладание нормальных бутана и пентана над разветвлёнными изомерами. Нефтяной газ жирный.

Результаты исследования глубинных проб нефтей горизонта БП₁₄ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты исследования глубинных проб нефтей горизонта БП₁₄

Наименование свойств, параметров	Диапазон значений	Принятые значения*
Пластовое давление, МПа	20,6–27,6	26,2
Пластовая температура, °С	80,0–90,0	86
Давление насыщения, МПа	12,6–25,6	17,6
Газосодержание, м ³ /т	108,6–247,4	223
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	169,9–229,2	197
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	638,0–722,5	665
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,31–0,88	0,44
Коэффициент объёмной упругости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	12–30	24,8
Объёмный коэффициент, доли ед.:		
при однократном разгазировании	1,314–1,665	1,601
при дифференциальном разгазировании	1,370–1,577	1,487
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ при 20 °С		
при однократном разгазировании	1,00–1,26	1,19
при дифференциальном разгазировании	0,95–1,13	1,05
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ :		
при однократном разгазировании	808,0–840,7	834
при дифференциальном разгазировании	787,9–827,0	818
* Протокол ЦКР № 986 от 24.12.2004 г. (подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Тарасовского и Восточно-Тарасовского месторождения)		

Запасы углеводородов

На базе всех имеющихся данных был произведён пересчёт запасов в количестве: балансовые запасы нефти по категориям В + С₁ – 16,1 млн тонн, категории С₂ – 7,6 млн тонн. Вновь подсчитанные запасы были утверждены ГКЗ Роснедра.

По величине извлекаемых запасов нефти категории С₁ участок относится к категории мелких (5335 тыс. тонн). Запасы утверждены в ГКЗ РФ в 2004 году. Добыча с начала разработки составляет 661 тыс. тонн. Степень выработанности – 12,4 %.

В целом по месторождению по состоянию 01.01.2019 г. на государственном балансе числятся запасы нефти в количестве по категориям (геологические / извлекаемые) нефти: ВС₁ – 21896/8256 тыс. тонн; С₂ – 7835 / 2770 тыс. тонн.

Запасы, утверждённые ГКЗ, составляют (геологические / извлекаемые) нефти: ВС₁ – ВС₁ – 21896/8256 тыс. тонн; С₂ – 7835 / 2770 тыс. тонн.

В таблице 7 приведены сведения о подсчётных параметрах запасов нефти и растворённого газа Северо-Тарасовского месторождения.

В таблице 8 приведено состояние запасов нефти на 01.01.2019 г.

Таблица 7 – Состояние запасов нефти на 01.01.2019 г. Северо-Тарасовского месторождения

Пласты	Начальные запасы нефти, тыс. тонн												Добыча на 01.01.2019г.	Текущие запасы нефти, тыс. тонн			Текущий КИИ В+С ₁	
	Утверждённые ГКЗ МПР Роснедра				На государственном балансе				геологические					извлекаемые				
	геологические В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	геологические В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	геологические В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂		В+С ₁	С ₂	В+С ₁		С ₂
БП ₈ ¹	0	199	0	64	–	0,322	0	199	0	64	–	0,322	0	199	0	64	0	
БП ₈ ²	124	87	35	23	0,282	0,264	124	87	35	23	0,282	0,264	20	104	87	15	23	0,161
БП ₉	563	226	135	56	0,240	0,248	563	226	135	56	0,240	0,248	21	542	226	114	56	0,037
БП ₁₀ ¹	3327	1708	1320	642	0,397	0,376	3327	1708	1320	642	0,397	0,376	646	2681	1708	674	642	0,194
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)																		
БП ₁₀	1895	1897	752	712	0,397	0,375	1895	1897	752	712	0,397	0,375	0	1895	1897	752	712	0
(Тарасовский лицензионный участок)																		
БП ₁₀ ²	12058	0	4642	0	0,385	–	12058	0	4642	0	0,385	–	1597	10461	0	3045	0	0,132
БП ₁₁ ²	694	904	294	383	0,424	0,424	694	904	294	383	0,424	0,424	4	690	904	290	383	0,006
БП ₁₄	5335	718	1931	146	0,362	0,203	5335	718	1931	146	0,362	0,203	661	4674	718	1270	146	0,124
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)																		
Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северозападному окончанию пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения	23996	5739	9109	2026	0,380	0,353	23996	5739	9109	2026	0,380	0,353	2949	21047	5739	6160	2026	0,123
Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северозападному окончанию пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения (Северо-Тарасовский лицензионный участок)	22101	9842	8357	1314	0,378	0,342	22101	3842	8357	1314	0,378	0,342	2949	19152	3842	5408	1314	0,133

Таблица 8 – Состояние запасов растворённого газа Северо-Тарасовского месторождения на 01.01.2019 г.

Объекты, месторождение	Начальные запасы растворённого газа, млн. м ³			Текущие запасы растворённого газа, млн. м ³		
	утверждённые ГКЗ Роснедра			на государственном балансе		
	В + С ₁	С ₂	извлекаемые	В + С ₁	С ₂	извлекаемые
БП ₈ ¹	0	13	0	0	13	0
БП ₈ ²	7	5	7	7	5	1
БП ₉ ¹	23	9	23	23	9	16
БП ₁₀ ¹	192	94	192	192	94	0
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)						
БП ₁₀ ¹	110	103	110	110	103	110
(Тарасовский лицензионный участок)						
БП ₁₀ ²	660	0	660	660	0	151
БП ₁₁ ²	43	56	43	43	56	39
БП ₁₄	364	27	364	364	27	186
(Северо-Тарасовский лицензионный участок)						
Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северо-Западному окончанию пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения	1399	307	1399	1399	307	503
Всего по Северо-Тарасовскому месторождению и Северо-Западному окончанию пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения (Северо-Тарасовский лицензионный участок)	1289	204	1289	1289	204	393
						204

В настоящее время на Государственном балансе РФ по залежам нефти Северо-Тарасовского месторождения числятся следующие запасы нефти:

- пласт БП₈¹: категории C₂ балансовые – 199 тыс. тонн, извлекаемые – 64 тыс. тонн;
- пласт БП₈²: категории C₁ + C₂ балансовые – 211 тыс. тонн, извлекаемые – 58 тыс. тонн;
- пласт БП₉¹: категории C₂ балансовые – 789 тыс. тонн, извлекаемые – 191 тыс. тонн;
- пласт БП₁₀¹: категории C₁ + C₂ балансовые – 8826 тыс. тонн, извлекаемые – 3320 тыс. тонн;
- пласт БП₁₀²: категории C₁ балансовые – 12058 тыс. тонн, извлекаемые – 4642 тыс. тонн;
- пласт БП₁₁²: категории C₂ балансовые – 1598 тыс. тонн, извлекаемые – 677 тыс. тонн;
- пласт БП₁₄¹: категории C₂ балансовые – 324 тыс. тонн, извлекаемые – 66 тыс. тонн;
- пласт БП₁₄²: категории C₂ балансовые – 1598 тыс. тонн, извлекаемые – 677 тыс. тонн;
- пласт БП₁₄³: категории C₂ балансовые – 1598 тыс. тонн, извлекаемые – 677 тыс. тонн.

В целом по месторождению начальные балансовые запасы нефти категорий C₁ + C₂ оцениваются в 23681 тыс. тонн, извлекаемые – 8952 тыс. тонн.

Литература

1. Анализ разработки Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2009.
2. Технологический режим работы добывающих скважин Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2017.
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. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Зауралье, 2010. – 604 с.
12. Аладьев А.П., Задорожная И.А., Юртов М.П. Выделение электрофаций методом многомерной кластеризации на графах с использованием данных каротажных кривых и результатов исследования керна (на примере одного из месторождений Западной Сибири) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 25–27.
13. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Возможность и эффективность реализации водогазового воздействия в условиях Тарасовского месторождения / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013» (14 марта 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 56–62.

14. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на Тарасовском месторождении // *Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов (22 апреля 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах.* – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 33–37.
15. Галунов В.А. Статистический анализ ёмкостно-фильтрационных свойств и вещественного состава пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения нефти Тюменской области / *Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы недропользования» (05 декабря 2018 года, г. Новочеркасск).* – г. Новочеркасск : Издательство Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, 2019. – С. 22–25.
16. Казазян М.Г., Татарина Е.Э. Особенности выработки запасов на Северо-Тарасовском месторождении Пуровского района Ямало-Ненецкого Автономного округа // *Булатовские чтения.* – 2019. – Т. 2. – С. 93–96.
17. Калашников О.Н. Расчёт дебита горизонтальной скважины на примере разработки Тарасовского нефтяного месторождения // *Газовая промышленность.* – 2020. – № 4 (799). – С. 44–49.
18. Лохманов С.И., Милевская В.В., Сериков Д.А. Анализ эффективности применения ГТМ на Тарасовском месторождении (пласт БП₈) // *Горные ведомости.* – 2015. – № 3 (130). – С. 50–67.
19. Муратшин Д.Р. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий с учётом геомеханических и фильтрационных свойств пород Тарасовского месторождения // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».* – 2012. – № 1. – С. 121–136.
20. Пучкина Л.Д. Механизмы регулирования повышения эффективности использования ресурсов предприятиями нефтегазовой отрасли // *Булатовские чтения.* – 2019. – Т. 5. – С. 187–188.
21. Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация (статья) // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* – 2012. – № 6. – С. 22–27.
22. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал).* Отдельная статья (специальный выпуск). ОС № 9. – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 4. – 64 с.
23. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ общих подходов к проблеме ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // *ГеоИнжиниринг.* – 2013. – № 1 (17) весна 2013. – С. 62–67.
24. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Соловьёва В.Н. Оценка перспектив доработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2018. – № 10. – С. 46–51.
25. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // *Территория НЕФТЕГАЗ.* – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
26. Трофимов М.С., Яркеева Н.Р. Проектирование гидравлического разрыва пласта на скважинах Южно-Тарасовского месторождения // *Нефтегазовое дело.* – 2016. – Т. 14. – № 4. – С. 58–63.
27. Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа // *Булатовские чтения.* – 2020. – Т. 1. – С. 189–192.
28. Янтудин А.Н. [и др.]. Перспективы увеличения добычи на Тарасовском месторождении // *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть».* – 2014. – № 1 (34). – С. 36–39.

References

1. Analysis of the Severo-Tarasovskoye field development. – Krasnodar : ООО Rosneft – STC, 2009.
2. Technological operation mode of production wells in the Severo-Tarasovskoye field. – Krasnodar : ООО NK Rosneft – STC, 2017.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.

8. Savenok O.V. Optimization of operation equipment to improve the efficiency of oilfield systems with difficult production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Yanin A.N. Problems of Western Siberia oil fields development. – Tyumen : Trans-Urals, 2010. – 604 p.
12. Aladyev A.P., Zadorozhnaya I.A., Yurtov M.P. Electrofaciation by the method of multidimensional clustering on graphs using data of logging curves and results of core investigation (by the example of one of the fields of Western Siberia) // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 25–27.
13. Valeev I.I., Nafikova R.A. Possibility and Efficiency of Water and Gas Effects Implementation in Tarasovskoye Field Conditions / Proceedings of International Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in Oil and Gas Business – 2013». (March 14, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 56–62.
14. Valeev I.I., Nafikova R.A. Improving hydraulic fracturing efficiency at the Tarasovskoye field // Proceedings of the All-Russian 40th Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduate Students and Students (April 22, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 33–37.
15. Galunov V.A. Statistical analysis of capacitive-filtration properties and material composition of formation BP₁₄ of Tarasovskoye oil field in the Tyumen region / Proceedings of the International Scientific Conference «Actual problems of subsoil use» (December 05, 2018, Novocheerkassk). – Novocheerkassk : Publishing house of M.I. Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), 2019. – P. 22–25.
16. Kazazyan M.G., Tatarinova E.E. Features of reserves development at Severo-Tarasovskoye deposit of Purovsky district of Yamalo-Nenets Autonomous District // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 93-96.
17. Kalashnikov O.N. Calculation of horizontal well flow rate by the example of Tarasovskoye oil field development // Gas industry. – 2020. – № 4 (799). – P. 44–49.
18. Lokhmanov S.I., Milevskaya V.V., Serikov D.A. Analysis of efficiency of GTM application at Tarasovskoe deposit (formation BP₈) // Gornye vedomosti. – 2015. – № 3 (130). – P. 50–67.
19. Muratshin D.R. Analysis of efficiency of geological and technical measures taking into account geomechanical and filtration properties of rocks of Tarasovskoye deposit // Electronic scientific journal «Oil and gas business». – 2012. – № 1. – P. 121–136.
20. Puchkina L.D. Mechanisms of regulation of resource use efficiency increase by oil and gas industry enterprises // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 5. – P. 187–188.
21. Savenok O.V. Factors hampering oil production (FZDN): classification and systematization (article) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 6. – P. 22–27.
22. Savenok O.V. Development of principles, methods and technologies of resource saving for oil production taking into account a complex of factors // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). OS № 9. – M. : Publishing House «Mining Book», 2013. – № 4. – 64 p.
23. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of general approaches to the problem of resource saving for oil production with a complex of factors // Geo-Engineering. – 2013. – № 1 (17) spring 2013. – P. 62–67.
24. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of prospects of additional development of oil deposits and carrying out of geological and technical measures on wells by actual data of their operation // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
25. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. The method of the oil fields development with the cooperating objects // Territory Neftegaz. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
26. Trofimov M.S., Yarkeeva N.R. Design of hydraulic fracturing at wells of Yuzhno-Tarasovskoye field // Oil and gas business. – 2016. – Vol. 14. – № 4. – P. 58–63.
27. Hayitov O.G. Justification of final oil recovery by multifactor regression analysis method // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 189–192.
28. Yantudin A.N. [et al.]. Prospects of production increase at Tarasovskoye field // Scientific and technical bulletin of OAO NK «Rosneft». – 2014. – № 1 (34). – P. 36–39.