

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЕНИСОВСКОЙ ПЛОЩАДИ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS
OF A GROUP OF FIELDS OF THE DENISOVSKAYA SQUARE**

Ковалев Андрей Игоревич

студент направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
k0vandrei@yandex.ru

Савенок Ольга Владимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье описан поиск экономически целесообразного и технологически оптимального сценария промышленного освоения группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади (Лидского ГКМ, Варейского ГКМ, Вартовского ГКМ, Карповского ГКМ и Корского ГКМ) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Развитие добычи углеводородного сырья в Ненецком автономном округе осложнено суровыми климатическими условиями, непростой геокриологической обстановкой и практически полным отсутствием транспортной инфраструктуры. В этой связи концепция освоения месторождений должна иметь как комплексный, так и поэтапный характер, что позволит оптимизировать использование созданной на первых этапах разработки инфраструктуры и осуществлять её развитие при вовлечении в процесс промышленного освоения новых месторождений группы.

Ключевые слова: геолого-промысловая характеристика группы месторождений; Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; региональные геологические условия; геологическое строение месторождений; литолого-стратиграфический разрез месторождений; петрофизические характеристики продуктивных пластов; начальные запасы газа и товарной нефти.

Kovalev Andrey Igorevich

Student Training Direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»
Ukhta State Technical University

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation of Oil
and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article describes the search for an economically feasible and technologically optimal scenario for the industrial development of a group of oil and gas condensate fields in the Denisovskaya area (Lidskoye gas and condensate field, Vareyskoye gas and condensate field, Vartovskoye gas and condensate field, Karpovskoye gas and condensate field and Korskoye gas and condensate field) of the Timan-Pechora oil and gas province. The development of hydrocarbon production in the Nenets Autonomous Okrug is complicated by the harsh climatic conditions, difficult geocryological conditions and the almost complete absence of transport infrastructure. In this regard, the concept of field development should have both an integrated and a phased nature, which will optimize the use of the infrastructure created at the first stages of development and carry out its development with the involvement of the group in the process of industrial development of new fields.

Keywords: geological and commercial characteristics of a group of deposits; Timan-Pechora oil and gas province; regional geological conditions; geological structure of deposits; lithological and stratigraphic section of deposits; petrophysical characteristics of productive formations; initial reserves of gas and commercial oil.

Региональные геологические условия

В географическом отношении месторождения находятся в северо-западной арктической части Большеземельской тундры, в нижнем течении бассейна р. Печоры и её правых притоков (р. Шапкина, Лая, Ортина). Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную, сильно заболоченную тундру, покрытую множеством озёр, проток, стариц. Абсолютные отметки рельефа колеблются от + 3 м в долинах рек до + 240 м на водораздельных участках. В ордовикский-среднедевонский период новой активности старых байкальских линейных элементов возникли локальные грабены, полуграбены и ряд антиклиналей. Накопление (в большом количестве) осадочного материала в этих грабенах продолжалось вплоть до периода позднепалеозойского герцинского орогенеза, приведшего к обра-

зованию Уральских гор. Тектоническая активность сопровождалась процессами сжатия, и Тимано-Печорская провинция в целом представляет собой асимметричную складчатую структуру, граничащую на западе с Восточно-Тиманским мегавалом протерозойского возраста, а на востоке – с Уральскими горами герцинского орогенеза. Вдоль Уральских гор образовался краевой прогиб, к которому приурочена провинция, а на западе крупные взбросы привели в инверсии локальных грабенов с образованием поднятий и валов, с которыми связана рассматриваемая нефтегазоносность.

Разрез осадочного чехла Денисовской площади представлен в целом карбонатами стабильной верхнеордовикской-нижнепермской платформы, перемежающимися комплексами обломочных пород, и обломочными породами нижней перми – триаса, связанными с уральским орогенезом. Стратиграфический разрез представлен на рисунке 1.

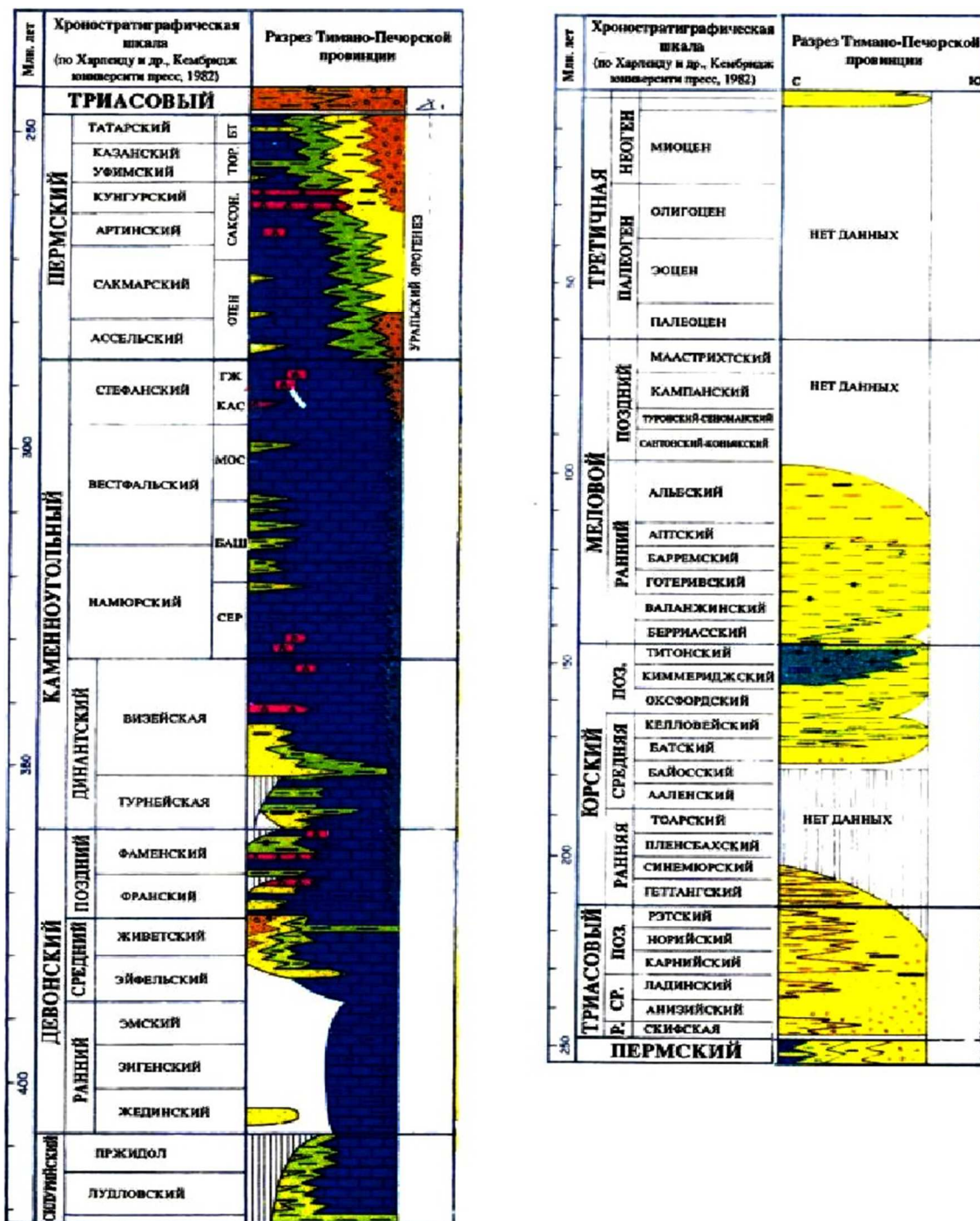


Рисунок 1 – Стратиграфический разрез Тимано-Печорской провинции (по Зиглеру, 1988)

Отложения моложе юры или карбона имеют небольшую мощность или отсутствуют вовсе.

К наиболее важным нефтегазоматеринским породам относятся бескислородные глины девона и верхней юры, с которыми связаны промышленные залежи нефти и газа в пластах-коллекторах верхнедевонско-нижнетриасового разреза. Почти половина запасов газа исследуемого района приурочена к карбонатам карбона – нижней перми, залегающим на глубине 2000–2400 м.

Геологическое строение месторождений

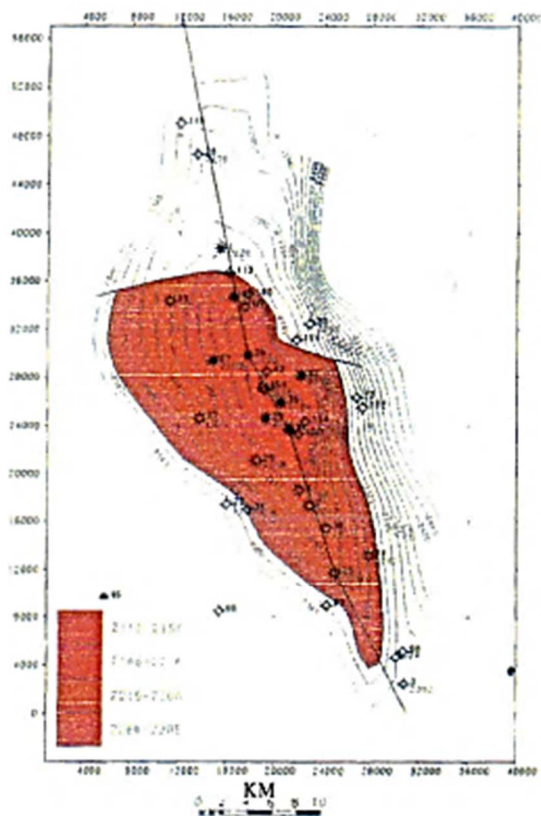
В структурном отношении все месторождения представляют собой антиклинальные складки, приуроченные к сводовой части валов субмеридионального простирания, а именно с востока на запад – Лайского (Лидское) и Шапкино-Юрьянского вала (Варейское, Вартовское, Карповское, Корское месторождения). Геологическая карта Денисовской площади представлена на рисунке 2.



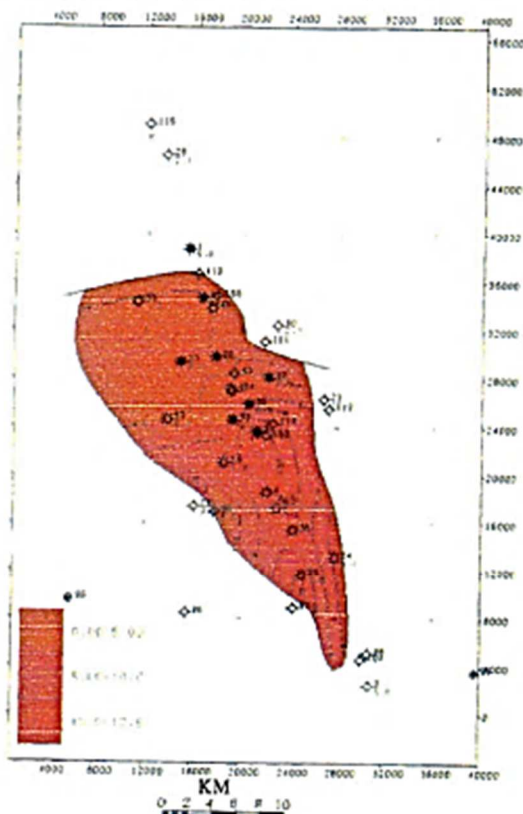
Рисунок 2 – Геологическая карта Денисовской площади

Лидское, Варейское, Вартовское, Карповское и Корское месторождения представляют собой антиклинальные складки субмеридионального простирания, каждое с одной крупной массивной залежью в отложениях карбона и, за исключением Варейского, пластовыми залежами в карбонатах пермского отдела. Карты и разрезы этих месторождений показаны на рисунках 3–7.

Объект P1sa+I
Карта по кровле пласта



Карта эффективных газонасыщенных толщин



Разрез месторождения

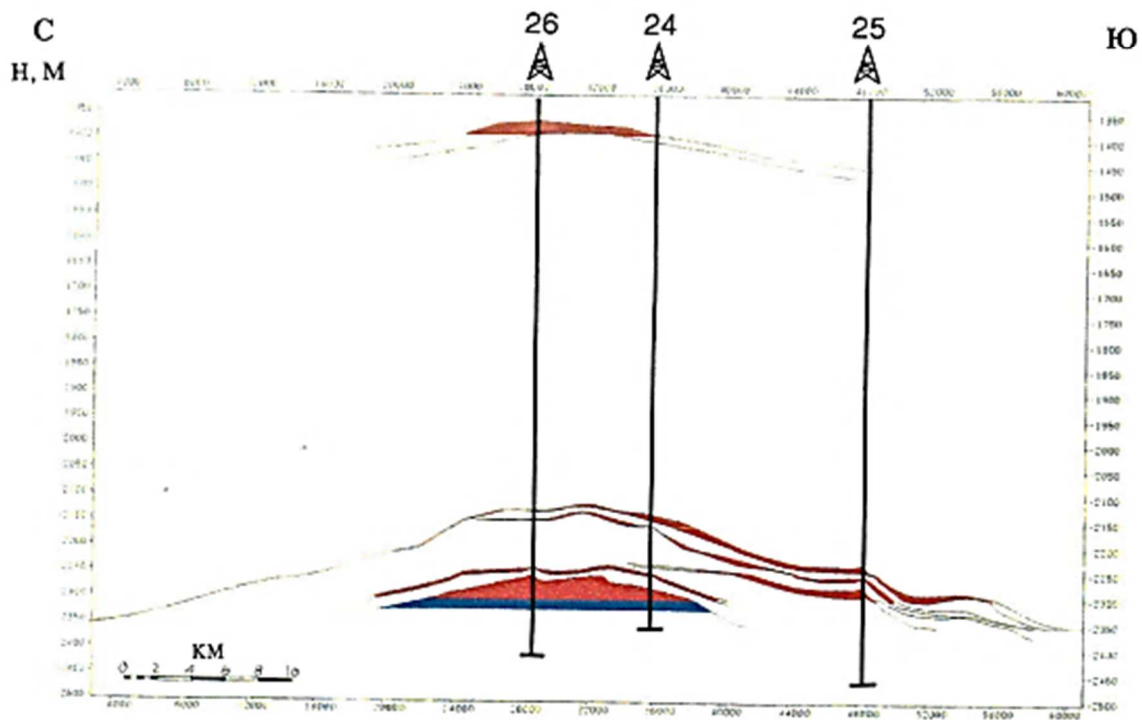
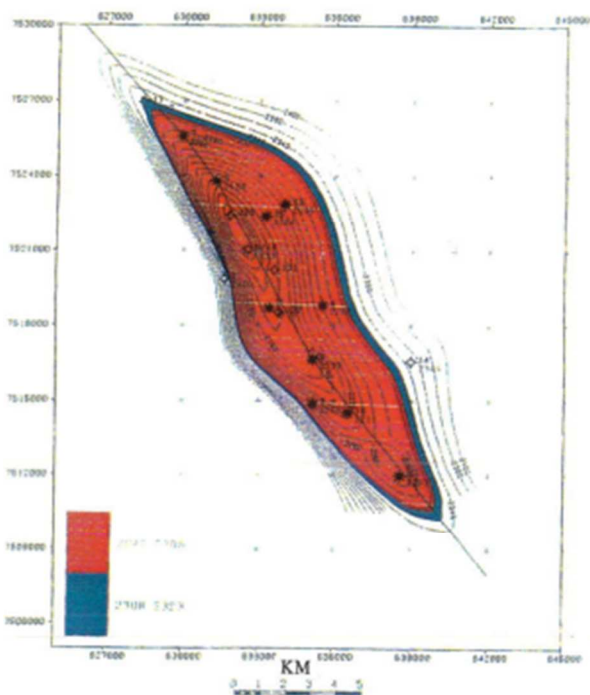
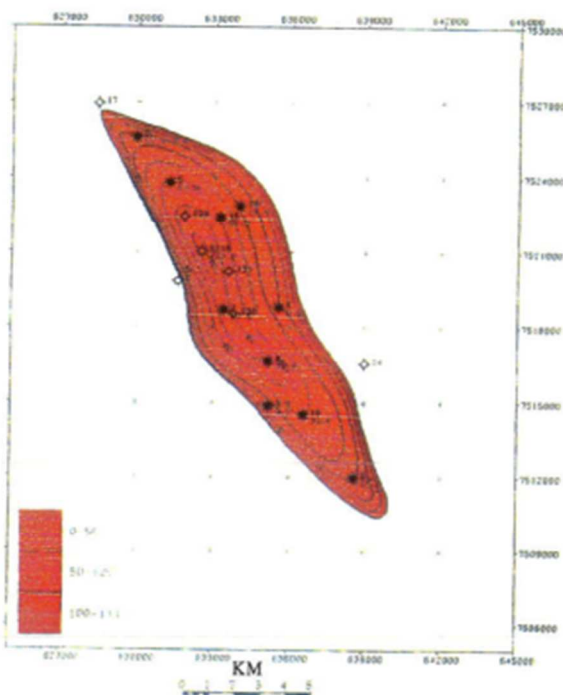


Рисунок 3 – Карта и разрез Лидского месторождения

Объект С2+С3
Карта по кровле пласта



Карта эффективных
газонасыщенных толщин



Разрез месторождения

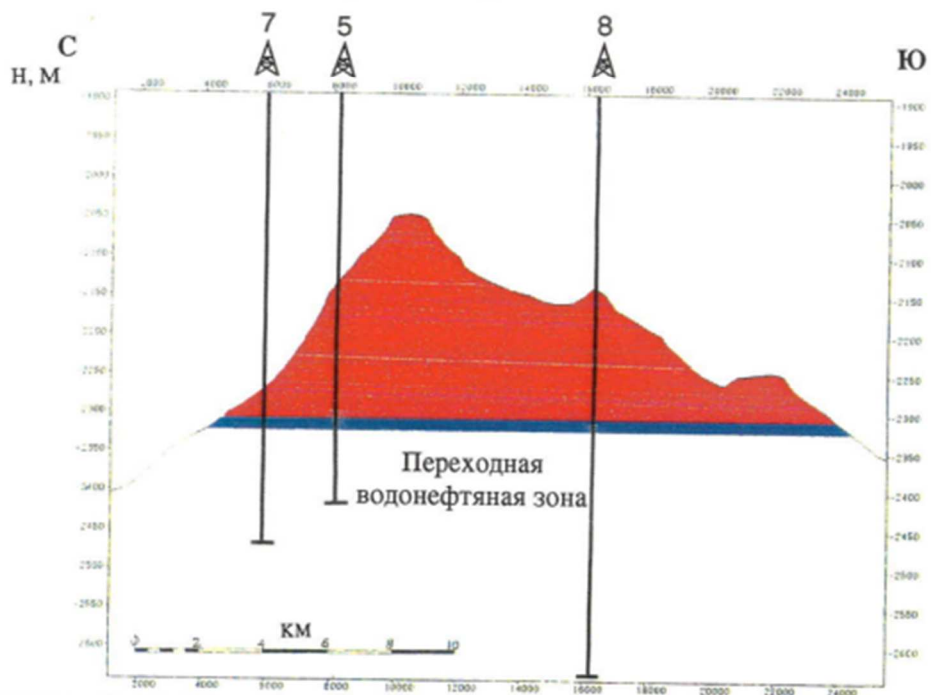


Рисунок 4 – Карта и разрез Варейского месторождения

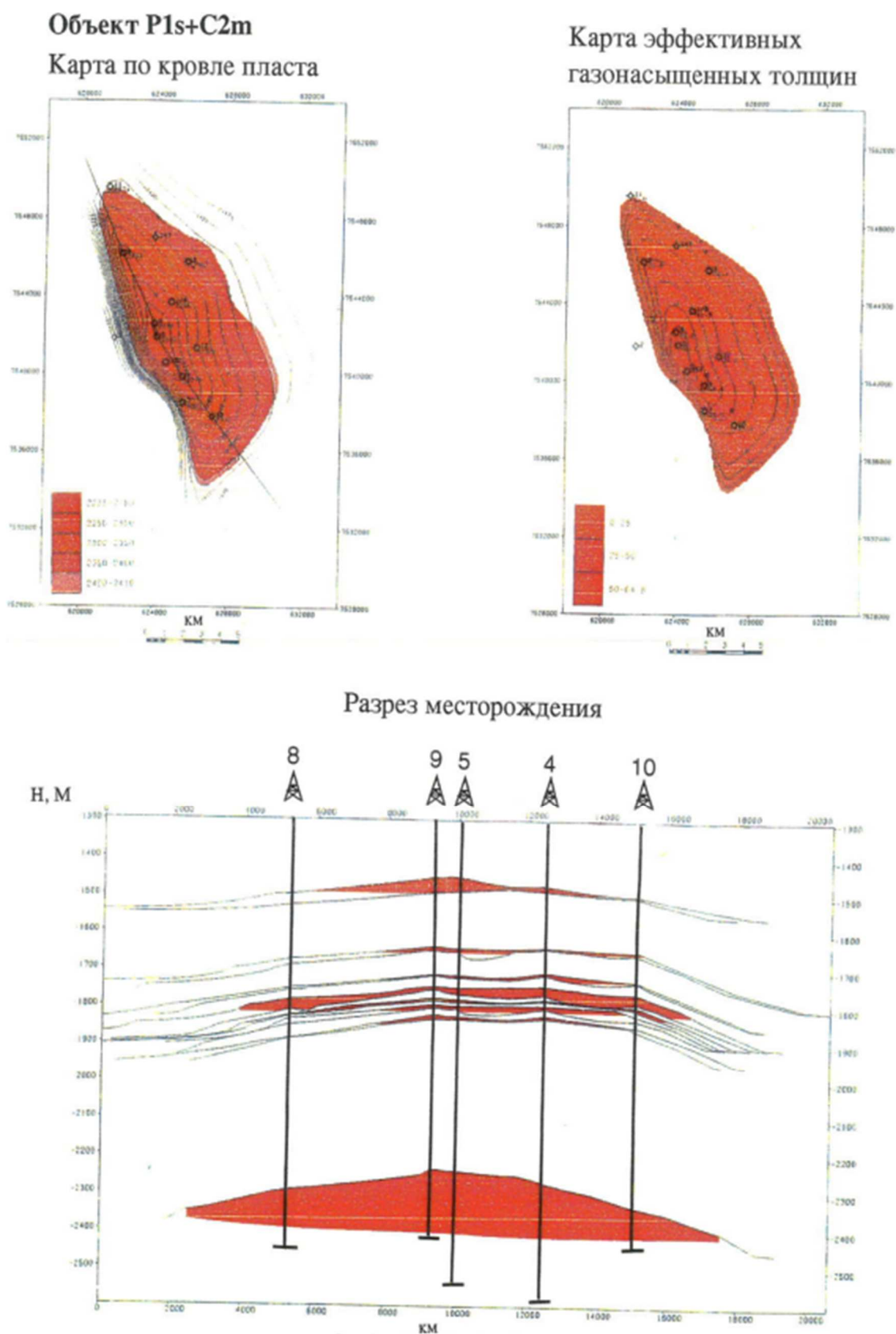


Рисунок 5 – Карта и разрез Вартовского месторождения

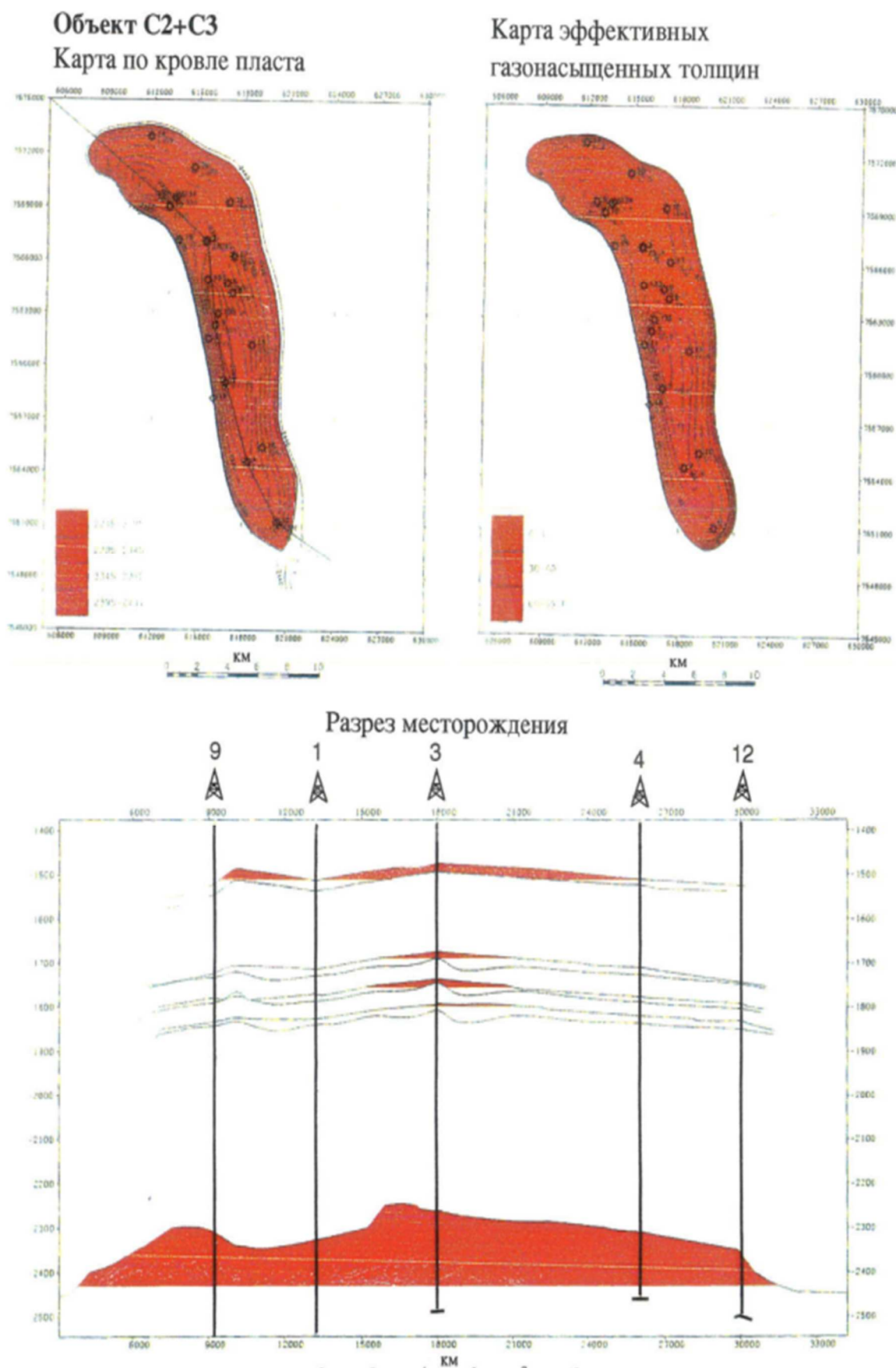


Рисунок 6 – Карта и разрез Карповского месторождения

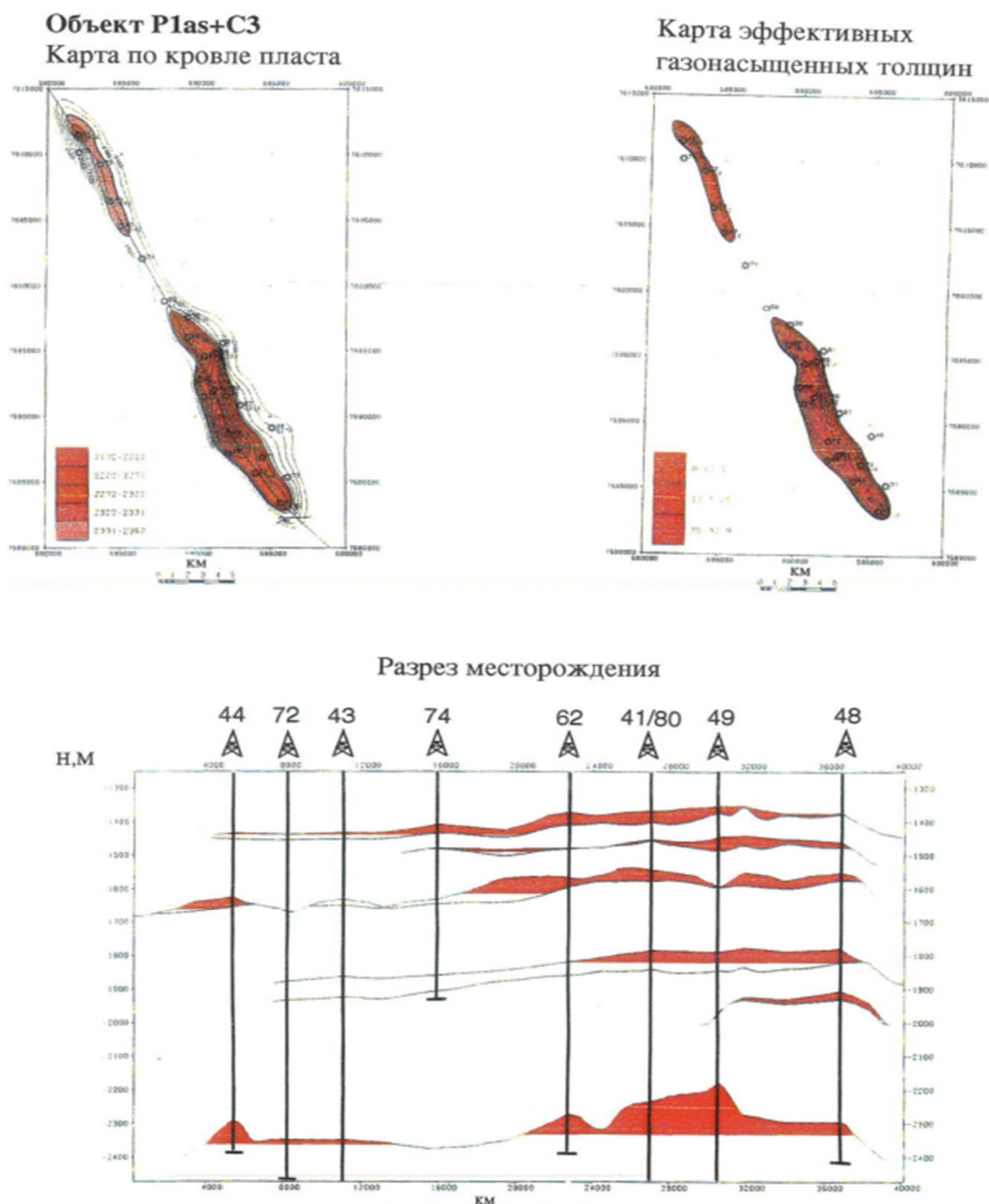


Рисунок 7 – Карта и разрез Корского месторождения

Массивные залежи приурочены к комплексу карбонатных отложений, расчленённому на несколько пластов. Абсолютная глубина кровли этого комплекса колеблется от 2100 до 2300 м по месторождениям, а максимальная высота складки – от 80 м на Лидском до 270 м на Варейском месторождении.

В пределах пермского отдела абсолютная глубина кровли пластов, к которым приурочены пластовые залежи, изменяется от 1530 до 2300 м. На Лидском месторождении пласты P_{Isa-I} , P_{Isa-II} и $P_{Isa-III}$ стратиграфически выклиниваются по восстанию в северном направлении.

В перекрывающем осадочном чехле нижнего триаса также установлены газовые залежи на Карповской и Корской структурах (рис. 6 и 7). У Карповской складки глубина залегания кровли 1500 м при максимальной высоте складки 25 м, а у Корской – соот-

ветственно 1380 и 90 м. Газоносность выявлена также в обломочных породах триаса в Лидской (на абсолютной отметке 1350 м, высота 16 м) и Вартовской складках (глубина 1500 м, высота 24 м).

Литолого-стратиграфический разрез месторождений

На рисунке 8 показано относительное стратиграфическое положение продуктивных пластов по месторождениям. Резкое изменение литотипов на границах ярусов отсутствует.

СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ			Шапкино-Юрьяхинский вал				Лайский вал
Система	Группа	Ярус	Коровинское	Кумжинское	Василковское	Ванейвисское	Лаявожское
Т	Т ₁						
		Р	Р ₂	kz+t			
u							
Р ₁	kg						
	ar						
	s						
	a						
С	С ₃	g					
		k					
	С ₂	m					
		b					
	С ₁	s					
		v					
	t						
D	D ₃	fr					

Рисунок 8 – Продуктивные пласты месторождений Денисовской площади

Газоносность связана с различными горизонтами, начиная с шельфовых и рифовых карбонатов верхнего девона и заканчивая конгломератами нижнего триаса. Ниже рассмотрены условия осадконакопления и коллекторские свойства по основным продуктивным горизонтам каждого месторождения.

Верхний девон Франский ярус (D_{3fr})

Карбонаты пласта D_{3fr} представлены только в продуктивной толще месторождения. Литофации этих осадочных пород интерпретируются как карбонатные постройки верхней части внешнего склона платформы с мелководными фациями на северо-западе и глубоководными смешанными карбонатными и кремнисто-обломочными на юго-востоке. Хотя по ГИС продуктивный комплекс коррелируется как одна массивная пачка, коллектор по керну представлен четырьмя фациями карбонатов: ограниченной сублиторальной зоны, морской сублиторальной зоны, приливно-отливной зоны и открытого бассейна. Текстура пород карбонатной толщи представлена смесью илистых карбонатных пород с зернистым каркасом, микритовых аргиллитов и ячеистого кварца со средней пористостью 10 % и средней проницаемостью около $10 \times 10^{-12} \text{ м}^2$. Перекрывают и подстилают пласт регрессивные кластические алеврито-глинистые породы.

Исследования керна показывают, что хотя сам коллектор не трещиноватый, пористость является вторичной, с бимодальным распределением пор по диаметру. Поровое пространство в целом представлено кавернами с диаметром около 7 мм (доходящим до нескольких сантиметров) и гораздо меньшими порами выщелачивания, которые для целей разработки нельзя, по-видимому, отнести к открытым. Породы-коллекторы находятся на различных стадиях диагенеза и рекристаллизации, и пористость, вероятно, не ограничивается каким-либо одним типом пород. Кавернозная пористость выщелачивания представлена в доломитах, известняках, ангидритах и микритовой матрице. Отмечаются стилолиты, однако фильтрационные свойства связаны, в основном, с микротрещинами, соединяющими все каверны, что указывает на агрессивные поровые флюиды, движущиеся по сети трещин, как на основной определяющий фактор распределения пористости.

Карбон

Карбонаты в средне- и верхнекаменноугольном отделе слагают коллекторы основных газовых залежей Варейского, Вартовского, Карповского и в меньшей степени Корского и Лидского месторождений. Весь средне-верхнекаменноугольный разрез, сложенный карбонатными породами, характеризуется как массивный со слоистыми пористыми илистыми карбонатами с зернистым каркасом и с пропластками преимущественно глинистых ваккитов.

Серпуховской (C_{1s}), Башкирский (C_{2b}) и Московский (C_{2m}) ярусы. Пласт C_{1s} среднего карбона сложен породами-неколлекторами, откладываясь в регрессивных условиях мелководья вблизи внешнего края шельфа. Перекрывающие его трансгрессивные отложения ярусов C_{2b} и C_{2r} , также образовавшиеся в условиях мелководья, представлены обломками ракушек и имеют в каждом ярусе мощность в среднем 300–400 м. Они представлены известняками с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и подчинёнными доломитами; начало каждого яруса характеризуется небольшой регрессией. Видно, что доломитизация происходила по границам зон трансгрессии и регрессии. Текстура каждого пласта описывается как илистые карбонатные породы с зернистым каркасом и зернистые известняки, переслаивающиеся аргиллитами.

Первичная пористость известняков пластов C_{2b} и C_{2m} преимущественно межзерновая с подчинённой пористостью выщелачивания (по-видимому, несвязной), её средняя величина 15–20 %. Вторичная кавернозная пористость также на уровне 15–20 % встречается в относительно тонких регрессивных доломитизированных разделах между двумя пластами. Средняя проницаемость по всему коллектору составляет $(300–400) \times 10^{-12} \text{ м}^2$, но в доломитовых зонах имеются прослои с проницаемостью свыше $1000 \times 10^{-12} \text{ м}^2$, что указывает на их важную роль. На глубинах свыше 2500 м происходит изменение природы коллекторов, поскольку пористость падает до 7–10 %. Связь между порами по микротрещинам представляется незначительной, и принятая модель проницаемости – поровая. Отмечаются сутурные горизонтальные стилолиты, которые, вероятно, имеют низкую проницаемость. В целом можно принять равномерное распределение свойств пород по коллектору, с отдельными незначительными локальными вариациями.

Касимовский (C_{3k}) и гжельский (C_{3g}) ярусы. Трансгрессия продолжалась в течение всего верхнего карбона и сопровождалась отложением остатков ракушек в условиях мелководья на внешнем склоне платформы. Начало и конец каждого периода отмечены небольшой регрессией, которая создала чёткие границы, служащие реперами.

Пласт C_{3k} в значительной мере аналогичен отделу среднего карбона, но в нём практически не наблюдается доломитизация на границах регрессивных и трансгрессивных зон. В отличие от него пласт C_{3g} характеризуется присутствием многочисленных линзообразных карбонатных построек (биогерм) средней мощностью 10–15 м. Развитие отдельных структур по площади не установлено, однако, похоже, возможна их корреляция между скважинами на расстоянии 2 км. Литологический состав представлен известняковыми породами (баффлстон) со следами стебельковых рифовых фаций в первичном залегании. Фации характеризуются пористостью (принятой первичною) порядка 15–18 % и обладают более высокими коллекторскими свойствами, чем вмещающие илистые карбонаты с зернистым каркасом и аргиллиты. В обоих пластах – C_{3k} и C_{3g} – отмечены горизонтальные стилолитовые швы.

Пермь

С карбонатами нижней перми связана основная промышленная газоносность на Лидском месторождении. К терригенным осадочным породам кунгурского яруса и верхнепермского отдела приурочены крупные газовые залежи Вартовского и Корского месторождений. Условия осадконакопления менялись в течение пермского периода – от фаций карбонатной платформы в нижнепермском отделе до терригенных отложений в верхнепермском.

Ассельский ($P_{1a(s)}$), сакмарский (P_{1s}), артинский (P_{1ar}) и кунгурский (P_{1k}) ярусы. Карбонаты ярусов P_{1a} (P_{1as}) и P_{1s} в продуктивном разрезе объединены в горизонт P_{1a+s} , по-

сколько они неразличимы, за исключением фораминиферного комплекса. Фациальный состав объединённого горизонта P_{la+s} достаточно сложен, и в нём в целом выделяются три типа условий осадконакопления. Подошвенная часть представлена уплотнёнными породами-неколлекторами – аргиллитовыми известняками и аргиллитами. Эти породы перекрыты мощным слоем поперечно разделенных в меридиональном направлении ракушечных отложений, выполняющих коллекторы основных газовых залежей Лидского месторождения. Кровельная часть сложена породами-неколлекторами, главным образом, кальцийсодержащими глинами.

Коллекторы газовых залежей горизонта P_{la+s} Лидского месторождения представлены четырьмя карбонатными горизонтами с переслаиванием аргиллитами. Эти слоистые коллекторы имеют наименьшее количество прослоев в южной части – источнике осадконакопления, где присутствуют биогермы, а в северном направлении пласты-коллекторы последовательно выклиниваются вверх по разрезу по мере замещения глинами. Верхний пласт-коллектор сакмарского яруса (P_{lsa-l}), являющийся самым крупным на Лидском месторождении, имеет наибольшее развитие в северном направлении. Эти пласты не представлены на расположенных севернее месторождениях Варейское, Вартовское, Карповское и Корское. Пористость первичная, в среднем порядка 20 % в продуктивных интервалах, с отдельными прослоями с проницаемостью до $1000 \times 10^{-12} \text{ м}^2$. В продуктивном разрезе вынос керн низкий, возможно ввиду рыхлости пород. Отмечены доломитизация и выщелачивание, аргиллитовые разделы непроницаемы.

Пласт P_{lar} , отделённый от горизонта P_{la+s} поверхностью несогласия, сложен трёхкомпонентными породами, содержащими в равных количествах карбонаты, глину и тонкозернистый кварц. Пласт глинизируется вниз по разрезу, и по всей его толще встречаются гранаты, служащие маркерами этого горизонта.

Пласт P_{lk} сложен переслаивающимися терригенными алевролитоглинами и служит покровкой пластов P_{la+s} и P_{lar} . Здесь вверх по разрезу слоистость исчезает, а зернистость равномерно увеличивается. Однако к северу, возможно, произошло замещение пород регрессивными песчаниками. К этим песчаникам на севере приурочена часть газовых залежей Корского месторождения, и по некоторым данным они относятся к уфимскому периоду.

Уфимский (P_{2u}), казанский (P_{2kz}) и татарский (P_{2t}) ярусы. С ярусами P_{2u} , P_{2kz} и P_{2t} связана газоносность на Вартовском и Корском месторождениях. Разрез сложен терригенными осадками, представленными дельтовыми песчаниками, перемежающимися алевролитоглинами.

Пласт P_{2u} характеризуется, главным образом, устьевыми барами, образовавшимися в условиях прибрежной морской акватории. Мощность пород-коллекторов около 100 м, пористость порядка 20–25 %, проницаемость около $(200–300) \times 10^{-12} \text{ м}^2$.

Пласт P_{2kz} приурочен к русловому комплексу и имеет мощность примерно 20–30 м. Разрез представлен хорошо окатанными зёрнами песка, с уменьшением зернистости в верхней части. Фильтрационно-емкостные свойства аналогичны пласту P_{2u} .

Средняя мощность пласта P_{2t} – 10 м, до начала осадконакопления в триасовый период пласт подвергся сильной эрозии. В некоторых скважинах пласт P_{2t} не обнаружен, и обычно он залегает совместно с пластом P_{2kz} .

Триас

Чаркабожский ярус (T_{lcb}). К терригенным отложениям нижнего триаса приурочены газовые залежи Лидского, Вартовского, Карповского и Корского месторождений.

Горизонт T_{lcb} отделён от пермского разреза поверхностью несогласия, связанной с уральским орогенезом. Разрез представлен базальтовыми и кварцевыми песчаниками и конгломератами, образовавшимися в условиях континентальной разветвленной реки, с глинистыми разделами. Пористость пород 20–25 %, проницаемость $(200–300) \times 10^{-12} \text{ м}^2$. Выше по разрезу залегают маломощные дельтовые пески, отделённые перекрывающими пласт чёрными сланцами.

Петрофизические характеристики продуктивных пластов

Ниже рассмотрены основные характеристики пород (пористость, водонасыщенность, песчанистость), слагающих продуктивный разрез месторождений Денисовской площади. Данные по всем месторождениям взяты из соответствующих разделов материалов подсчёта запасов.

Лидское месторождение. Значения коэффициента песчанистости, пористости и газонасыщенности по продуктивным пластам T_1 , $P_{I\text{sa-I}}$, $P_{I\text{sa-II}}$, $P_{I\text{sa-III}}$, $P_{I\text{as}}$ – C_3 Лидского месторождения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Характеристика продуктивных пластов Лидского месторождения (по данным отчётов, представленных в ГКЗ)

Лидское месторождение						
Пласт	Абсолютная отметка кровли, м	Абсолютная отметка ГВК*, м	Коэффициент песчанистости, %	Коэффициент нефтенасыщенности (средн.), %	Кнг / Кан (средн.), %	Эффективная газонасыщенная толщина, м
T_1	1377,0	1393,0	0,40	21,0	0,55	0,74
$P_{I\text{sa-I}}$	2216,0	2305,0	0,79	22,0	0,92	1,21
$P_{I\text{sa-II}}$	2221,0	2305,0	0,60	15,0	0,89	0,28
$P_{I\text{sa-III}}$	2309,0	2305,0	0,60	18,0	0,90	1,05
$P_{I\text{as}}$	2278,0	2305,0	–	13,0	0,87	0,37
$P_{I\text{as}} + C_3$	–	–	–	–	–	–
газ	2316,0	2305,0	0,22	17,0	0,90	0,81

Эти данные, а также данные по рассмотренным ниже месторождениям взяты из материалов подсчёта запасов по соответствующим месторождениям, представленных в ГКЗ.

Выполнена оцифровка и анализ каротажных диаграмм по трём скважинам № 24, 25 и 26 в интервале пластов пермско-каменноугольной свиты (рис. 9). Необходимо подчеркнуть, что ввиду ограниченного массива данных результаты могут служить только как основа для сопоставительного анализа, и их нельзя считать окончательными или использовать при подсчёте запасов. Ввиду отсутствия данных акустического каротажа по рассмотренным скважинам была использована только простая объёмная модель в предположении, что разрез представлен глиной, известняковой матрицей и поровым пространством. Корректировки данных нейтронного каротажа за влияние газа не производилась, и зависимость между пористостью и показаниями прибора устанавливалась на основе ограниченных данных по керну. Значения R_V определялись по приведённым в отчётах пластовым температурам и минерализации. Предел пористости принят равным 6,6 ед.

Средние значения открытой пористости по ГИС и расчётные коэффициенты газонасыщенности – ниже приведённых в отчёте.

Основная газовая залежь пласта $P_{I\text{sa-I}}$ установлена на относительной глубине 2243 м, эффективная газонасыщенная толщина 13 м, средняя пористость 15,5 % (по данным отчёта – 18,6 %), средний коэффициент газонасыщенности равен 0,80 (по данным работы – 0,92). Расхождения могут отчасти объясняться тем, что в принятой методике расчёта в данные нейтронного каротажа не вносилась поправка за влияние газа, и расчётные значения соответствуют открытой пористости.

Варейское месторождение. В таблице 2 охарактеризована одна массивная газовая залежь, приуроченная к карбонатным породам средне-верхнекаменноугольного возраста. Максимальная эффективная газонасыщенная толщина газовой зоны 113 м. Площадь Варейского месторождения 63 км.

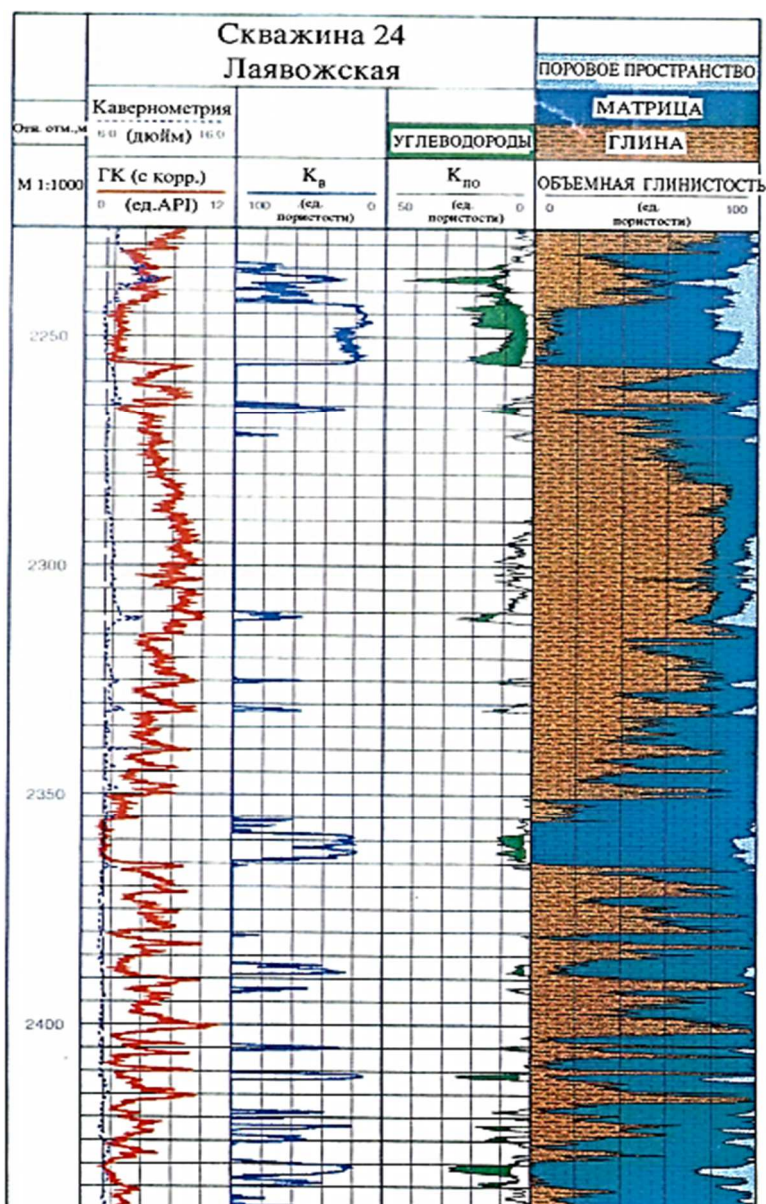


Рисунок 9 – Интерпретация диаграмм ГИС скважины № 24 Лидская с использованием ЭВМ

Таблица 2 – Характеристика залежей Варейского месторождения (по данным отчётов, представленных в ГКЗ)

	C ₂ – C ₃ (массив.) газ	C ₂ – C ₃	C ₂ – C ₃ (массив.) (переходная зона)
Площадь, км ²	63,40	63,00	63,00
Средняя абсолютная отметка кровли, м	2130	2308	2323
Абсолютная отметка ГНК, м	2308	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	–	2323	2323-2562
Средняя общая толщина, м	178,0	15,0	–
Средняя эффективная толщина, м	91,0	4,3	–
Коэффициент песчанности (по скважинам)	0,51	0,29	–
Коэффициент песчанности (по карте)	0,38	0,36	–
Пористость	0,19	0,16	0,14
Водонасыщенность	0,10	0,25	0,61
Коэффициент расширения пластового газа	232,00	–	–

Вартовское месторождение. В таблице 3 охарактеризованы 8 газовых залежей Вартовского месторождения, 7 из которых приурочены к стратифицированным обломочным породам. Самая глубокая залегающая продуктивная зона представляет собой массивную залежь, приуроченную к карбонатным породам среднекаменноугольного - нижнепермского горизонтов, максимальный этаж газоносности 136 м, а максимальная эффективная газонасыщенная толщина – 63 м. Вышележащие 7 газовых залежей, приуроченных к пластам пермского – нижнетриасового горизонтов, имеют отдельные газоводяные контакты. Средняя общая толщина залежей изменяется 24^{-5} м, средняя эффективная газонасыщенная толщина 15^{-4} м.

Таблица 3 – Характеристика залежей Вартовского месторождения (по данным отчётов, представленных в ГКЗ)

	T _{1v}	P _{ix}	P _{vii}	P _{vi+v}	P _{iv}	P _{iii}	P _{ii}	C _{2m} – P _{is}
Площадь, км ²	16	9	2	44	7	9	4	80
Средняя абсолютная отметка кровли, м	1504	1694	1769	1804	1842	1859	1890	2304
Абсолютная отметка ГВК, м	1493	1654	728	1817	827	811	847	2372–2416
Средняя высота, м	19,8	11,5	5,0	24,9	5,3	0,6	1,5	–
Средняя общая толщина, м	24,0	8,0	5,3	23,1	6,6	7,3	9,3	75,3
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	6,6	5,8	4,2	14,5	4,7	5,7	5,0	39,9
Коэффициент песчаности (по скважинам)	0,28	0,73	0,79	0,63	0,71	0,78	0,54	0,53
Коэффициент песчаности (по карте)	0,37	0,69	0,78	0,65	0,72	0,67	0,86	0,34
Пористость	0,16	0,16	0,20	0,20	0,18	0,19	0,16	0,19
Водонасыщенность	0,59	0,53	0,35	0,36	0,45	0,42	0,53	0,05

В таблице 4 охарактеризованы 5 продуктивных горизонтов. Самый глубокая залегающий из них представляет собой массивную залежь, приуроченную к карбонатным породам верхне-среднекаменноугольных горизонтов, максимальный этаж газоносности – 168 м, максимальная эффективная газонасыщенная толщина – 71 м. Верхние 4 продуктивных горизонта связаны со стратифицированными обломочными породами и имеют отдельные ГВК, средняя общая толщина газовой зоны – от 19 до 5 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина 5–15 м, максимальная площадь Карповского месторождения – 13 км (по залежи пластов C₂ + C₃). В продуктивных горизонтах T₁ и C₂ + C₃ установлены по две залежи с отдельными ГВК.

Таблица 4 – Характеристика залежей Карповского месторождения (по данным отчётов, представленных в ГКЗ)

	T ₁	P _{viii}	P _{vii}	P _{iv}	C ₂ + C ₃ (массивн.)
Площадь, км ²	2,18	0,66	0,83	0,37	12,46
Средняя абсолютная отметка кровли, м	1515	1725	1783	1838	2336
Абсолютная отметка ГВК, м	1512/1504	1690	1756	1798	2431/2420
Средняя высота, м	21,6	12,9	11,6	14,1	–
Средняя общая толщина, м	18,7	15,0	8,5	5,0	93,5
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	13,0	14,6	8,2	5,0	30,0
Коэффициент песчаности (по скважинам)	0,70	0,97	0,96	1,00	0,32
Коэффициент песчаности (по карте)	0,70	0,97	0,96	1,00	0,30
Пористость	0,17/0,16	0,17	0,16	0,17	0,18
Водонасыщенность	0,50/0,52	0,44	0,59	0,68	0,15

В таблице 5 охарактеризованы 6 продуктивных горизонтов, с которыми связана газоносность Корского месторождения. Верхние 5 содержат газовые залежи, приуроченные к стратифицированным обломочным породам и имеющие отдельные ГВК. Средняя общая толщина газовых залежей – от 10 до 27 м, средняя эффективная газонасыщенная толщина 3–22 м. У нижележащего горизонта с массивными газовыми залежами, приуроченными к карбонатным породам, максимальная общая толщина 153 м, максимальная эффективная газонасыщенная – 27 м. В горизонтах T_{iv} и P_{la+s} + C₃ установлены по две залежи с разными ГВК. Максимальная площадь Корского месторождения – 43 км (по залежам в пачке пластов P_{la+s} + C₃).

Таблица 5 – Характеристика залежей Корского месторождения (по данным отчетов, представленных в ГКЗ)

	T _{iv}	T _{ib}	P _{2t}	P _{2u}	P _{1kg}	P _{la+s} + C ₃
Площадь, км ²	43,2	27,5	41,5	29,1	17,8	42,9
Средняя абсолютная отметка кровли, м	1401	1468	1588	1826	1933	2311
Абсолютная отметка ГВК, м	1439	1490	1662/1613	1820	1987	2362/2331
Средняя высота, м	16,9	11,6	25,0	54,5	14,0	–
Средняя общая толщина, м	15,9	10,2	25,0	27,2	14,0	55,1
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	3,2	3,8	9,9	21,5	10,7	17,2
Коэффициент песчаности (по скважинам)	0,20	0,37	0,40	0,79	0,76	0,31
Коэффициент песчаности (по карте)	0,11	0,25	0,40	0,78	0,35	0,27
Пористость	0,23	0,23	0,20/0,22	0,20	0,17	0,12/0,16
Водонасыщенность	0,61	0,54	0,47/0,45	0,53	0,33	0,27

Начальные запасы газа и товарной нефти

Выше отмечалось, что параметры залежей приняты по материалам подсчета запасов, представленным на утверждение ГКЗ.

Вартовское месторождение. Суммарные начальные запасы газа залежей подсчитаны в объеме 89 млрд нм³. Основной объем запасов (77 %) сосредоточен в массивной залежи, приуроченной к карбонатному коллектору пластов C_{2m} – P_{ls} и имеющей наибольшее развитие по площади. В обломочных породах пластов P_{vi + v} содержится 15 % начальных запасов газа месторождения.

Карповское месторождение. По каждому месторождению представлены структурные карты по кровле продуктивного пласта, где сосредоточены основные запасы, а также карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин этих пластов. Отметим, что в настоящее время ведется разработка запасов газа верхних залежей Вартовского месторождения для газоснабжения г. Нарьян-Мар. Однако начальные запасы газа этого месторождения целиком включены в расчетный график добычи, поскольку влияние этих объемов должно быть относительно небольшим.

Лидское месторождение. Все начальные запасы нефти в объеме 57 млн. нм³ сосредоточены в нижележащей массивной залежи, приуроченной к массивному карбонатному коллектору пластов P_{las} – C₃. Суммарные начальные запасы газа 6 залежей подсчитаны в объеме 131 млрд нм³, из которых 67 % приходятся на самую обширную по площади залежь, приуроченную к карбонатному коллектору пласта P_{lsa-I}. На залежи пластов P_{lsa-II}, P_{lsa-III} и P_{las} + C₃ приходится, соответственно, около 7, 11 и 9 % начальных запасов газа.

Варейское месторождение. Подсчитанные начальные запасы единственной залежи Варейского месторождения, приуроченной к карбонатному коллектору, составляют 38 млн нм³ нефти и 85 млрд нм³ газа.

Суммарные начальные запасы газа 5 продуктивных горизонтов подсчитаны в объеме 104 млрд нм³. Нижележащая массивная залежь, имеющая наибольшее развитие по площади и приуроченная к карбонатному коллектору пачки пластов C₂ + C₃, содержит 97 % запасов газа месторождения.

Корское месторождение. Суммарные начальные запасы газа 6 продуктивных горизонтов подсчитаны в объёме 41 млрд м³. Наибольший объём запасов (33 %) сосредоточен в нижележащей массивной залежи, приуроченной к карбонатному коллектору. По верхним 5 залежам, приуроченным к стратифицированным обломочным породам, запасы газа распределены относительно равномерно.

Литература

1. Геолого-промысловый отчёт по освоению месторождений Денисовской площади. – Ухта : ВНИИГАЗ, 1993. – 540 с.
2. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
4. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
5. Климов В.В. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях / В.В. Климов, О.В. Савенок, Н.М. Лешкович. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
6. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Ладенко А.А. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
8. Попов В.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
10. Попов В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин : монография / О.В. Савенок [и др.]. – М.; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
14. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : учебное пособие : в 2 частях. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
15. Азимов Р.А. Комплексная характеристика гидродинамических явлений с учетом особенностей геологической структуры / Р.А. Азимов, Г.И. Коршунов, Ю.Н. Приходько // Народное хозяйство Республики Коми. – 1998. – № 2. – С. 23–26.
16. Березовский Д.А. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи / Д.А. Березовский, А.В. Лаврентьев, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
17. Березовский Д.А. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
18. Березовский Д.А. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
19. Березовский Д.А. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях / Д.А. Березовский, О.В. Савенок, Г.В. Кусов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
20. Галкин В.И. Вероятностная оценка влияния факторов на эффективность применения геолого-технических мероприятий / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 110–119.
21. Савенок О.В. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 03(6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>

22. Симонян Г.С. Породы коллекторов нефти / Г.С. Симонян // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 86–88.
23. Соловьёва В.Н. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами / В.Н. Соловьёва, М.Г. Колбунов, О.В. Савенок // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
24. Фурсин С.Г. О выделении сложных коллекторов при бурении скважин / С.Г. Фурсин, В.Г. Григулецкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 17–21.
25. Шустер В.Л. Критерии прогноза, выявления и поисков скоплений нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам / В.Л. Шустер // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 113–114.
26. Свалов А.М. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: А.М. Свалов, В.Г. Григулецкий.

References

1. Geological and commercial report on the development of Denisovskaya Square deposits. – Ukhta : VNIIGAZ, 1993. – 540 p.
2. Bulatov A.I. Overhaul of oil and gas wells : in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I. Scientific foundations and practice of oil and gas well development / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremiychuk. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2016. – 576 p.
4. Varlamov P.S. Reservoir testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas well formations / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa polygraph plant, 2004. – 620 p.
5. Klimov V.V. Fundamentals of geophysical research in the construction and operation of wells at oil and gas fields / V.V. Klimov, O.V. Savenok, N.M. Leshkovich. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2016. – 274 p.
6. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
7. Ladenko A.A. Geophysical studies of wells at oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
8. Popov V.V. Search, exploration and operation of oil and gas fields: training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : YURGPU (NPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. Geophysical research and work in wells : textbook/ V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing House «Lik», 2017. – 326 p.
10. Popov V.V. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremiychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FSBOU VO KubSTU, 2019. – 275 p.
13. Savenok O.V. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M.; Vologda: Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
14. Savenok O.V. Oil field development design: training manual : in 2 vol. – Ukhta : Publishing house of Ukhta State Technical University, 2021.
15. Azimov R.A. Comprehensive characterization of hydrodynamic phenomena taking into account the features of the geological structure / R.A. Azimov, G.I. Korshunov, Yu.N. Prikhodko // National Economy of the Komi Republic. – 1998. – № 2. – P. 23–26.
16. Berezovsky D.A. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishing the conditions for the onset of mining complications factors / D.A. Berezovsky, A.V. Lavrentiev, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
17. Berezovsky D.A. Development of physical and chemical models and methods for predicting co-standing of collector rocks / D.A. Berezovsky and others // Oil industry. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
18. Berezovsky D.A. Technologies and principles of development of multi-layer deposits / D.A. Berezovsky [et al.] // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
19. Berezovsky D.A. Patterns and changes in the properties of oil and gas in deposits and fields / D.A. Berezovsky, O.V. Savenok, G.V. Kusov // Bulatovsky readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.

20. Galkin V.I. Probabilistic assessment of the influence of factors on the effectiveness of the use of geological and technical measures / V.I. Galkin, A.N. Koltyrin // *Bulatov readings*. – 2020. – Vol. 2. – P. 110–119.
21. Savenok O.V. Nefteotdacha formation and ways to increase it / O.V. Savenok, L.G. Kusova // *Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming*. – 2018. – № 03(6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
22. Simonyan G.S. Rocks of oil collectors / G.S. Simonyan // *Bulatov readings*. – 2021. – Vol. 1. – P. 86–88.
23. Solovyova V.N. Method of development of oil fields with interacting facilities / V.N. Solovyova, M.G. Kolbunov, O.V. Savenok // *Territory of NEFTEFAZ*. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
24. Fursin S.G. On the allocation of complex reservoirs during well drilling / S.G. Fursin, V.G. Griguletsky // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2013. – № 9. – P. 17–21.
25. Schuster V.L. Criteria for forecasting, identifying and searching for accumulations of oil and gas confined to non-anticlinal traps / V.L. Schuster // *Bulatov readings*. – 2021. – Vol. 1. – P. 113–114.
26. Svalov A.M. Patent of the Russian Federation № 2579039. Method for development of low-permeability oil and gas reservoirs. Application Date: 24.04.2015. Patent publication date: 27.03.2016. Patent holders: A.M. Svalov, V.G. Griguletsky.