

**ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
САНДИВЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**PROBLEMS OF DEVELOPMENT AND OPERATION
OF THE SANDIVEYSKOYE OIL FIELD**

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры высшей математики,
Кубанский государственный технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Анализ разработки – это комплексное изучение результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов в процессе разработки объекта, а также динамики показателей разработки с целью установления текущего размещения запасов нефти, газа и процессов, протекающих в продуктивных пластах, с выработкой на этой основе рекомендаций по регулированию разработки в целях интенсификации добычи углеводородов и повышения степени использования недр. В статье выполнен анализ разработки Сандивейского нефтяного месторождения.

Ключевые слова: анализ разработки Сандивейского месторождения; основные этапы проектирования разработки месторождения; характеристика текущего состояния разработки месторождения; энергетическая характеристика месторождения; анализ выработки запасов нефти; эффективность применяемой системы разработки; проблемы разработки и эксплуатации месторождения.

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of Department of Higher Mathematics,
Kuban State Technological University
mereniya@mail.ru

Annotation. Development analysis is a comprehensive study of the results of geological and field, geophysical, hydrodynamic and other studies of wells and reservoirs in the process of developing an object, as well as the dynamics of development indicators in order to establish the current location of oil and gas reserves and processes occurring in productive reservoirs, with on this basis, the development of recommendations for regulating development in order to intensify hydrocarbon production and increase the degree of subsoil use. The article analyzes the development of the Sandiveyskoye oil field.

Keywords: analysis of the development of the Sandiveyskoye field; main stages of field development design; description of the current state of field development; energy characteristics of the field; analysis of the development of oil reserves; effectiveness of the applied development system; field development and operation problems.

Общие сведения о месторождении

Сандивейское нефтяное месторождение расположено на границе Республики Коми и Ненецкого автономного округа. От окружного центра г. Нарьян-Мара нефтеносный район удален на 220 км в юго-восточном направлении, от районного центра г. Усинска – на 120 км в северо-восточном направлении.

В географическом отношении месторождение расположено в восточной части Печорской низменности. Этот район относится к южной части Большеземельской тундры и представляет собой слабоволнистую, пологоволнистую равнину с чередованием пологих валообразных возвышенностей, ориентированных в северо-восточном и северо-западном направлениях с абсолютными отметками от 55 м в долинах рек до 160 м над уровнем моря на возвышенных участках. Склоны возвышенностей изрезаны реками и временными водотоками. На площади выделено два уровня заболоченных поверхностей: первый приурочен к морской аккумулятивной равнине с отметками выше 90 м; второй – к озёрно-аллювиальной равнине с отметками менее 80 м.

Сандивейское месторождение находится в зоне островного распространения многолетнемёрзлых пород. Вся толща многолетнемёрзлых пород разделяется на два слоя: верхний, охватывающий осадки современного возраста, и нижний, охватывающий более древние осадки. Между ними располагается слой талых пород, содержащий обычно напорные воды. Нижняя граница мёрзлых отложений верхнего слоя фиксируется на глубине 25–40 м. На глубине 110–180 м развиты многолетнемёрзлые породы второго реликтового слоя. Глубина подошвы криогенной толщи фиксируется в интервале 230–330 м. Наличие многолетнемёрзлых пород и характер их распространения в районе месторождения является существенным отрицательным фактором, влияющим на условия строительства, и свидетельствует о сложных инженерно-геологических условиях территории.

Тектоника месторождения

В тектоническом отношении Сандивейская площадь находится в северной части Сандивейского поднятия, которое расположено в центральной части Хорейверской впадины – крупной структуры I порядка. По поверхности фундамента Хорейверской впадине соответствует погребенный Большеземельский свод.

В современном структурном плане Хорейверской впадины выделяется ряд крупных структур II порядка. Наиболее приподнятая из них – Сандивейское поднятие. Его размеры составляют 110 × 40 км. На севере и северо-востоке поднятие граничит с Колвависовской ступенью, на востоке – с Макариха-Салюкинской антиклинальной зоной, на юге – с Сынянырдской котловиной и на западе – с Возейским валом Колвинского мегавала. В пределах Сандивейского поднятия выделены локальные структуры III порядка типично платформенного типа, наиболее крупные из которых объединены в Сандивейскую, Баганскую и Веякскую группы.

Современные представления о тектоническом строении Сандивейского месторождения основываются на результатах сейсморазведочных работ. По материалам этих работ площадь месторождения совпадает в плане с Сандивейской – I структурой, выделенной по всем прослеженным отражающим горизонтам. По отражающим горизонтам I–II (P-C) и I_{a+s} (P_{1a+s}), характеризующим строение продуктивной толщи, структура представляет собой антиклинальную вытянутую складку с простиранием оси свода с юга на северо-восток. Углы падения пород на крыльях колеблются: на северо-западе $0^{\circ}19' - 4^{\circ}34'$; на юго-востоке $0^{\circ}21' - 11^{\circ}18'$. Данными сейсмических исследований и бурения наличие разрывных нарушений в осадочном чехле на территории Сандивейского месторождения не установлено.

Стратиграфия разреза

Осадочный чехол на рассматриваемой территории представлен палеозойскими, мезозойскими и четвертичными отложениями общей глубиной более 4000 м. Породы фундамента вскрыты западнее лицензионного участка глубокими поисковыми скважинами № 1, 4 и 5 Сандивейские на глубине 4100 м. Представлены они эффузивами, туфами, порфирами и туфогенно-обломочными породами. Максимально вскрытая толщина составляет 191 м (скважина № 4), возраст – венд-кембрий (V-Є).

Далее со стратиграфическим несогласием на породах фундамента залегают отложения нижнего ордовика, открывающие собой палеозойскую группу осадочного разреза.

Ордовикская система в объеме среднего и верхнего отделов толщиной до 300 м представлена чередующимися красноцветными и зелено-цветными песчаниками, алевролитами и доломитами, выше по разрезу сменяющиеся переслаиванием седиментационных доломитов и сульфатов.

Силурийская система представлена нижним отделом и сложен преимущественно вторичными и седиментационными доломитами, в верхней части преобладают известняки. Толщина отдела 321–472 м.

Девонская система представлена верхним отделом в объеме франского и фаменского ярусов общей толщиной 500–680 м, которые трансгрессивно залегают на размытой поверхности нижнесилурийских образований. Франский ярус представлен отложениями тиманского, саргаевского, доманикового горизонтов и нерасчлененной толщей верхнефранского подъяруса. Поддоманиковские отложения (тиманский + саргаевский горизонты) сложены глинисто-карбонатными породами, доманиковые отложения отличаются резкой фациальной изменчивостью и представлены известняками и доломитами предрифовых, рифовых и зарифовых фаций. Отложения верхнефранского подъяруса представлены тремя типами разрезов: рифогенным, шельфовым и депрессионным и сложены вторичными доломитами, участками выщелоченными, кавернозно-пористыми, местами пятнисто-нефтенасыщенными и известняками неравномерно доломитизированными, участками кавернозно-пористыми и трещиноватыми. В состав фаменского яруса входят нижнедонский и елецкий горизонты. Разрез яруса слагается карбонатно-глинистыми породами.

Каменноугольная система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. Отложения нижнего карбона преимущественно карбонатного состава, с размывом залегающие на нижнефаменских, выделены в объеме окского надгоризонта визейского яруса, нерасчлененных тарусского + стешевского горизонтов и протвинского горизонта серпуховского яруса. Общая глубина отдела 309–354 м.

Среднекаменноугольные отложения, представленные башкирским и московским ярусами, сложены преимущественно известняками. Толщина отдела составляет порядка 80 м.

Отложения верхнего карбона залегают на известняках московского яруса и сложены известняками органогенными, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными, кавернозными, пористыми. Участки известняка трещиноватые, стилолитизированные, неравномерно окремнённые по органике и слабо выщелоченные. Общая толщина отдела составляет 40–75 м. Отложения верхнего карбона вмещают основные запасы нефти на Сандивейском месторождении.

Пермская система представлена двумя отделами: нижним и верхним. Нижнепермские отложения выделены в объеме ассельского + сакмарского, артинского и кунгурского ярусов. Отложения ассельского + сакмарского ярусов (P_{1a+s}) согласно залегают на верхнекаменноугольных. Разрез сложен карбонатными и карбонатно-терригенными породами. Известняки мелкозернистые, мелкопористые, кавернозные, массивные, неравномерно слабо перекристаллизованные, органогенные, водорослево-фораминиферовые с иловозернистым цементом, с вертикальными и горизонтальными трещинами, выполненными кальцитом, битумом, с подчинёнными глинистыми прослоями. Каверны и поры заполнены чёрной нефтью. В верхней части разреза отмечаются прослои аргиллитов серых, зеленовато-серых, алевритистых, слюдистых, плитчатых, с конкрециями пирита, известковистых, с переходом в мергель серовато-зеленоватый, известковистый, неяснослоистый. В отложениях ассельского и сакмарского ярусов выделяются 3 карбонатных пачки, к которым приурочены продуктивные пласты I и II (P_{1a+s}), III (P_{1s}). Толщина отложений изменяется от 34 м до 75 м. Артинский ярус сложен известняками с прослоями аргиллитов толщина 41–190 м. Кунгурский ярус представлен переслаиванием глинистых алевролитов, алевритистых глин и реже песчаников толщиной 30–109 м. К кровле нижнепермских карбонатов приурочен отражающий горизонт I_1 (P_1).

Верхнепермские отложения на изучаемой территории представлены уфимским и нерасчленёнными казанским + татарским ярусами. Они сложены толщей тонкого переслаивания песчано-алевролитоглинистых пород глубиной 355-719 м.

Мезозойская группа представлена триасовой, юрской и меловой системами общей толщиной до 1700 м. Отложения триасовой системы представлены переслаиванием глин пестроцветных, шоколадно-коричневых, алевролитов серых и красновато-бурых и песчаников зеленовато-серых, полимиктовых. Отложения юрской и меловой систем представлены песками светло-серыми с прослоями глины серой, слюдистой, переходящей в алевролит серый и зеленовато-серый со следами иглоедов.

Отложения четвертичной системы с размывом залегают на нижнемеловых и представлены суглинками, содержащими гальку и гравий различных пород. Встречаются прослои супесей, глин и песка. Глубина этих отложений достигает 242 м.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Коллекторами для нефти в отложениях нижней перми и верхнего карбона служат карбонатные породы. Фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов изучены по результатам полевых описаний и лабораторных исследований керна, результатам интерпретации ГИС и гидродинамических исследований скважин.

По ГИС проницаемость не определялась, т.к. в настоящее время отсутствует значимая связь по керновым данным между пористостью и проницаемостью.

Сходство пород, слагающих разрезы залежей C_3 и P_1 , по керну и геофизическим характеристикам, предопределило возможность их совместного рассмотрения при анализе коллекторских свойств. Кроме того, объем керна из объекта P_1 недостаточен для определения собственных предельных значений коллекторов и петрофизических связей.

По проведённым исследованиям Ухтинской комплексной методической экспедицией «Ухтанефтегазгеология» при подсчете запасов, на Сандивейском месторождении граничные значения коллекторов составляют $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ по проницаемости и 6 % по пористости. Последующие исследования только подтвердили эти величины. Следует также отметить, что нижний предел проницаемости $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, как и пористости 6 %, является общепринятым для карбонатных отложений месторождений Тимано-Печорской провинции.

На формирование ФЕС известняков оказывали влияние первичные седиментационные и вторичные постседиментационные факторы. К вторичным относятся процессы кальцитизации, перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания и образование трещин. Два последних, в основном, улучшают фильтрационные свойства пород. На основании выявленных в процессе исследования кернa связей основных параметров сформировалась характеристика коллекторских свойств основных литогенетических образований.

Органогенные (в пачках C_3-3 , C_3-2 , C_3-1), органогенно-обломочные и обломочные (преимущественно в пачках C_3-3 , C_3-2) карбонатные породы в момент их седиментации отличаются высокой первичной пористостью. На позднем этапе диагенеза происходит заполнение седиментационных и раннедиагенетических пор, однако полного заполнения не отмечается. Наиболее интенсивное развитие вторичной пористости приурочено к этапу регрессивного эпигенеза, в период которого карбонатные породы располагаются в зоне постоянной циркуляции подземных вод. В общем виде связь первичной и вторичной пористости в органогенных и органогенно-обломочных породах выражается в том, что при одинаковой направленности процесса наиболее интенсивно происходят процессы выщелачивания в горизонтах с высокой первичной пористостью – пачка C_3-1 и некоторые прослои пачек C_3-2 и C_3-3 .

Коллекторы характеризуются сравнительно простым строением пустотного пространства. Преобладают хорошо взаимосвязанные свободные поры выщелачивания округлощелевидной формы, развитые по первичным порам и трещинам, размером 0,05–1,0 мм и каверны размером до 20 мм, которые соединяются широкими короткими каналами. Стенки пустот шероховатые, изрезанные. Большинство пор вторичного происхождения, образованы за счёт процессов выщелачивания. Поры выщелачивания отмечены не только по органике, но и расположены в самой матрице.

Крупные взаимосвязанные пустоты определяют высокие фильтрационные свойства отдельных небольших по толщине интервалов залегания описываемых органогенно-детритовых известняков. Проницаемость изученных образцов (коллекторов) составляет $(1,093-22664) \times 10^{-15} \text{ м}^2$, содержание остаточной воды в них 4,07–43,90 % при среднем значении 27,5 %, удельная поверхность $1193 \text{ см}^2/\text{см}^3$. Открытая пористость коллекторов составляет 5,4–16,0 %, эффективная 2,5–11,0 %. К коллекторам в ряде случаев отнесены и образцы с пористостью ниже граничной, но с проницаемостью выше $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Измененные известняки органогенного и обломочного происхождения (в пачках C_3-2 , C_3-3) с различной степенью цементации и неодинаковой интенсивностью перекристаллизации отличаются значительным усложнением порового пространства – наличием поровых каналов переменного сечения и преобладанием узких извилистых каналов. Цемент кальцитовый, порового, базального, регенерационного типа. Степень цементации пород залежей различна. Наиболее плотно сцементированы известняки пачки C_3-2 .

Вторичные процессы более интенсивно, но неравномерно по площади происходили при осадконакоплении пород пачки C_3-2 . Первичные поры и поры выщелачивания развиты не только по органическим остаткам, но и по цементу. В то же время неравномерность процессов формирования коллекторов сказалась на сокращении эффективных толщин и их отсутствии на значительной площади месторождения.

В пачке C_3-3 объём коллекторов по толщине и распространению по площади месторождения превосходит C_3-2 . Здесь встречаются отдельные пласты с аномальными зонами выщелачивания, осложненные трещиноватостью, но в основном пласты с мелкими, разобщёнными порами, присутствующими как в цементе, так и в органических остатках.

Морфология и размеры пор, а также форма их взаимосвязи в породах определяются интенсивностью вторичной кальцитизации. Поры, наблюдаемые в шлифах, располагаются в цементе между кристаллами вторичного кальцита и являются вторичными пустотами. Кроме того, отмечаются остаточные первичные пустоты между органогенными фрагментами. Размеры этих пустот, составляющие 0,03–0,4 мм, сильно сокращены за счёт выделения в них новообразованного кальцита в виде крустификаций, регенераций и различной величины кристаллов, шероховатые, изрезанные. Соединение поровых каналов осуществляется по узким каналам, которые проходят между кристаллами вторичного кальцита. Кроме того, наблюдаются пустоты выщелачивания

округло-вытянутой формы размером до 3 мм и широкие удлинённые соединительные каналы между органогенными остатками и кристаллами.

Наличие поровых каналов различного сечения и преобладание узких сильно извилистых соединительных каналов снижают фильтрационные свойства рассматриваемых органогенно-детритовых известняков. Открытая пористость коллекторов составляет 6,7–11,4 % (C_3-2) и 8,0–20,5 % (C_3-3), эффективная 4,4–8,3 % (C_3-2) и 3,3–13,1 % (C_3-3). Содержание остаточной воды соответствует 11,49–30,78 % (C_3-2) и 5,96–45,10 % (C_3-3), среднее значение $K_{ов}$ соответственно 17,7 % и 25,0 %. Удельная поверхность составляет 5–134 $\text{см}^2/\text{см}^3$ (C_3-2) и 16–198 $\text{см}^2/\text{см}^3$ (C_3-3). Проницаемости этих пород равна $(3,12-3454, 57) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (C_3-2) и $(1,48-1044,98) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (C_3-3).

Породы сгустковой структуры (в пачках C_3-2 и C_3-3 , редко в пачке C_3-1) отличаются значительно большей степенью перекристаллизации, вследствие чего усложняется строение порового пространства. В результате широко развитых процессов перекристаллизации в этих породах наряду с многочисленным раковинным детритом появляется значительное количество неправильной формы сгустков, сложенных микрозернистым кальцитом. Сгустки и детрит сцементированы мелко-, среднезернистым кальцитом. Поры отличаются округлой, иногда неправильной формой, располагаются между кристаллами или секут их. Соединение пор между собой происходит преимущественно по межкристаллическим канальцам. Ширина соединительных канальцев и степень извилистости зависят от размеров кристаллов цемента. Чем меньше кристаллы, тем тоньше зазоры между ними, а, следовательно, тем более узки и извилисты каналы, соединяющие поры.

Отмеченные особенности строения порового пространства определяют невысокие фильтрационные свойства пород органогенно-сгустковой структуры. Проницаемость меняется от $1,72 \times 10^{-15}$ до $44,59 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, количество остаточной воды от 28,08 до 32,18 %. Удельная поверхность возрастает до 40–158 $\text{см}^2/\text{см}^3$. Пористость коллекторов равна 9,2–10,7 %, эффективная пористость 4,5–5,0 %. Т.е. за счёт вторичных процессов происходит уменьшение диаметра поровых и соединительных каналов, ухудшается их сообщаемость, резко увеличивается общее количество мелких пор и, как следствие, усложняется структура порового пространства в породах.

Пористость и кавернозность коллекторов увеличивается незначительно от пачки C_3-3 к пачке C_3-1 . Также увеличивается и проницаемость коллекторов, достигая в пачке C_3-1 величину, более чем в два раза превосходящую значение проницаемости коллекторов пачки C_3-3 .

Трещиноватость пород данного разреза неоднородна. Трещины минеральные и открытые, которые довольно часто развиваются внутри минеральных трещин и по стилолитам, повторяя их конфигурацию либо рассекая последние. Повсюду встречаются нитевидные трещины, иногда слегка раскрытые, часто с выпотами нефти. Возможно, это сомкнутые в результате подъема керна тонкие открытые микротрещины. Трещины развиваются субгоризонтально, реже субвертикально и наклонно по отношению к слоистости. Трещины слабоволнистые, прямолинейные, извилистые, ступенчатые и конусовидные (последнюю форму имеют, в основном, минеральные трещины разгрузки). Ширина раскрытия минеральных трещин не превышает 1–2 мм. Максимальная длина встреченных вертикальных и наклонных трещин 120–180 мм, редко 300–450 мм, а длина горизонтальных трещин ограничена поперечным размером керна. Вдоль открытых трещин в ряде случаев развиваются полости выщелачивания щелевидной, реже изометричной формы размером до 4 мм, количество которых не превышает 1–2 %. Внутри некоторых минеральных трещин в процессе выщелачивания образуются открытые полости (межкристаллические), их количество также не превышает 1–2 %.

В коллекторах пачки C_3-3 трещины разноориентированные (преобладают вертикальные) как открытые, так и выполненные глинистым материалом, с примазками нефти (скважина № 138). По стенкам трещин отмечаются примазки, плёнки нефти (скважины № 22, 27 и 96), реже заполнение нефтью (скважина № 97). Наличие следов нефти по трещинам вмещающей толщи свидетельствует о сообщаемости пластов-коллекторов залежи по свободным трещинным каналам.

Коллекторы пачки C_3-2 характеризуются нитевидными стилолитоподобными трещинами, пропитанными нефтью, или заполненными глинистым материалом (скважина № 101). В скважине № 138 коллектором является известняк трещиноватый; трещины короткие, секут друг друга, выполнены нефтью. Следы нефти встречаются по

трещинам в породах, вмещающих коллекторы залежи, но реже, чем во вмещающих залежь C_3-3 .

В коллекторах пачки C_3-1 трещиноватость встречается крайне редко. Из скважины № 101 поднят известняк трещиноватый, с наклонными, извилистыми, секущими друг друга трещинами с нефтью по ним. Во вмещающих породах вертикальные и горизонтальные трещины залечены кальцитом, заполнены глинистым, глинисто-битуминозным материалом.

Основную часть эффективной емкости известняков составляют поры и каверны выщелачивания, развитые по первичным порам и трещинам. Миграция флюидов осуществляется по меж- и внутриформенным каналам и сообщающимся трещинам. По своей характеристике породы залежей C_3-3 , C_3-2 , C_3-1 соответствуют коллекторам порового типа (мелкие каверны соизмеримы с порами). Однако при изучении образцов залежей была установлена кавернозность практически по всему разрезу, причём с увеличением пористости образца пропорционально возрастает и величина каверновой составляющей.

Таким образом, по керновым данным преобладающим типом коллекторов как в отложениях верхнего карбона, так и нижней перми является поровый, в меньших объёмах развит каверново-поровый и ещё меньших – трещинный тип. Основной емкостной потенциал сосредоточен в коллекторах порового и каверново-порового типов.

Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Промышленная разработка Сандивейского месторождения началась в 2006 году вводом в эксплуатацию трёх разведочных скважин. Проводимое с самого начала эксплуатации интенсивное разбуривание месторождения завершено в 2013 году. Как и было указано в проектом документе, разбуривалась лишь верхнекаменноугольная залежь.

Объёмы проходки в период 2009–2011 гг. составляли 26–39 тыс. м в год, что позволило вводить в среднем по 12 новых скважин в год. В 2012 году объёмы бурения сократились до 15 тыс. м, а в последующий год – до 3 тыс. м. Соответственно уменьшились и темпы ввода новых скважин: в 2012 году – 5, а в 2013 году – 2 скважины. Разбуривание месторождения проводилось кустовым методом (всего 7 кустов) наклонно-направленными скважинами. Отклонения скважин от вертикали на забое составляют 250–1600 м.

В соответствии с проектными решениями центральная часть залежи разбурена по обращённой семиточечной системе с расстоянием между скважинами 850–900 м.

К началу 2021 года на месторождении пробурено 86 скважин, из них 21 скважина ликвидирована по различным причинам. Разбуренность основного проектного фонда составляет 75 %. Фонд скважин для бурения составляет 18, из них 14 добывающих и 4 нагнетательных. С 2021 года технологической схемой предусмотрено бурение 17 проектных горизонтальных скважин. Из этого числа 8 скважин (№ 256, 257, 258, 260, 261, 264, 265 и 1123) уже пробурены, но продуктивная часть разреза вскрыта вертикально.

Добывающий фонд насчитывает 42 скважины, из них в действующем фонде находится 40 скважин (все оборудованы УЭЦН). Коэффициент эксплуатации действующих добывающих скважин составляет 0,961. В бездействии находятся 2 скважины, 13 скважин находятся в консервации, из них 7 законсервированы сразу после бурения, так как промышленные притоки нефти в них не были получены. Две проектные добывающие скважины (№ 143 и 1123) переведены под закачку. Нагнетательный фонд насчитывает 10 скважин, весь фонд действует. Из 17 пробуренных по проекту нагнетательных скважин 9 на момент анализа отрабатываются на нефть, из них 1 скважина (№ 260) находится в добыче на нижнепермскую залежь, 2 скважины (№ 114 и 264) в консервации. Коэффициент эксплуатации действующих нагнетательных скважин составляет 0,971. Из 13 законсервированных скважин только 6 скважин (№ 22, 24, 27, 91, 114 и 1122) участвовали в добыче нефти; 7 скважин (№ 25, 28, 29, 98, 129, 141 и 264) не были освоены, по различным причинам: небольшая нефтенасыщенная толщина (1–3 м), осложнения при изоляции подошвенной воды, низкие фильтрационно-емкостные характеристики (пористость 6–8 %, продуктивность 0,3–0,8 тонн/(сут.×МПа)).

В период 2006–2010 гг. 3 скважины (№ 96, 97 и 115) совместно эксплуатировали пласты верхнекаменноугольной и нижнепермской залежей. В период 2011–2014 гг. нижнепермская залежь не разрабатывалась. С 2015 года возобновлена добыча нефти из продуктивных пластов нижнепермской залежи.

В 2015 году в двух скважинах (№ 260 и 130) проведены работы по изоляции пласта C_3 и перфорации пласта P_1 . В 2016 году в скважине № 142 проведены работы по изоляции пласта C_3 и перфорации пласта P_1 . В скважинах № 110 и 116 были проведены дострелы вышележащих пластов P_1 . Обе скважины совместно эксплуатируют верхнекаменноугольный и нижнепермский объекты.

В целом за весь период разработки на продуктивных пластах нижнепермских отложений перебивало в эксплуатации 8 скважин (№ 96, 97, 110, 115, 116, 130, 142 и 260). Их них 3 скважины эксплуатировали залежь самостоятельно, в 5 скважинах велась совместная добыча нефти.

Скважина № 260 была пробурена и введена в эксплуатацию на залежь C_3 в 2011 году. Вступительный дебит составлял 3,6 тонн/сут., обводнённость – 77 %. Скважина не увеличила своей производительности после проведения в ней солянокислотного воздействия. По причине низкой продуктивности и высокой обводнённости скважина была выведена в бездействие и впоследствии законсервирована. Мероприятия по освоению скважины под закачку также не были результативны. Скважина находится в северо-восточной периферийной части залежи (ВНЗ) и имеет небольшую нефтенасыщенную толщину (2,9 м), что явилось достаточным обоснованием для её перевода на нижнепермскую залежь.

Скважина № 130, введённая в эксплуатацию на залежь C_3 в 2010 году, стабильно работала на протяжении четырёх лет с безводным дебитом нефти 70–90 тонн/сут. Негерметичность забоя, выявленная в ходе проведённых в скважине ПГИ, стала причиной резкого роста обводнённости в январе 2014 года. Изоляционные работы не были эффективны. С ноября 2014 года скважина находилась в бездействующем фонде. Накопленная добыча нефти к этому моменту составила 103 тыс. тонн, жидкости – 107 тыс. тонн. Потенциально дренируемые запасы нефти, рассчитанные с использованием промысловых характеристик вытеснения (методы Захарова, Назарова), составляют около 300 тыс. тонн. Это говорит о том, что перевод скважины № 130 на нижнепермскую залежь был преждевременным, т.к. скважина не выполнила своего целевого назначения. Бурение дублёра скважины или второго ствола представляется необходимым, чтобы извлечь неотработанные извлекаемые запасы нефти.

Скважина № 142 была пробурена и введена в эксплуатацию на залежь C_3 в июле 2011 года. Вступительный безводный дебит нефти составлял 48 тонн/сут. Прогрессирующий рост обводнённости начался уже в августе и к концу 2011 года скважина обводнилась до 63 %. По данным ПГИ техническое состояние скважины удовлетворительно. Проведённые в октябре и ноябре 2012 года водоизоляционные работы (установка ВП, ЦМ) не были эффективны.

Скважина обводнялась опреснённой водой (содержание ионов Cl^- – 6000–10000 мг/л). Влияние закачки в скважинах № 134 и 138 на добывающую скважину № 142 подтверждено в ходе комплексного изучения гидродинамической связи между этими скважинами путём закачки трассеров. Следует отметить высокие скорости перемещения индикатора к забою скважины № 142 (4,0 м/час от скважины № 138 и 20,3 м/час от скважины № 134). Необходимо также отметить, что накопленная компенсация отборов закачкой в данном элементе на дату остановки скважины № 142 составляла 320 %, что и является основной причиной прогрессирующего характера обводнения скважины № 142 при незначительной накопленной добыче нефти (12,4 тыс. тонн).

В скважинах № 110 и 116, совместно эксплуатирующих верхнекаменноугольный и нижнепермский объекты, проводятся промыслово-геофизические исследования с целью определения работающих интервалов и количественной оценки интервальных дебитов и определений состава притока.

Практически вся накопленная на дату анализа добыча нефти (примерно 90 %) получена из 60 % перебивавших в эксплуатации скважин. Остальные 40 % (23 скважины) отобрали примерно 420 тыс. тонн нефти (или около 18 тыс. тонн на скважину). Доля высокопроизводительных скважин (суммарная добыча более 100 тыс. тонн) составляет 35 %. В среднем на одну скважину, участвовавшую в добыче, приходится по 79,4 тыс. тонн нефти (рис. 1–3).

За декабрь 2020 года средние дебиты нефти и жидкости составили 18,7 и 49,5 тонн/сут. при диапазоне изменения 1,5–83,0 и 6,0–124,0 тонн/сут. соответственно, 18 % добывающих скважин работали с дебитом нефти менее 5 тонн/сут. Практически все скважины добывали обводнённую продукцию (безводный фонд составлял 3 %). С об-

воднёностью до 20 % работали 3 скважины (8 % действующих), с обводнёностью 80–97 % – 13 скважин (33 %).

Около 45 % скважин характеризуются средней величиной объёма закачки от 200 до 500 тыс. м³. В среднем на каждую скважину приходится 444 тыс. м³ закачанной воды. Приёмистость нагнетательных скважин варьировала от 60 до 265 м³/сут. при средней величине 134 м³/сут. Пять скважин действующего нагнетательного фонда (50 %) работали с приёмистостью ниже 100 м³/сут. Распределение скважин по накопленной закачке воды показаны на рисунке 4.

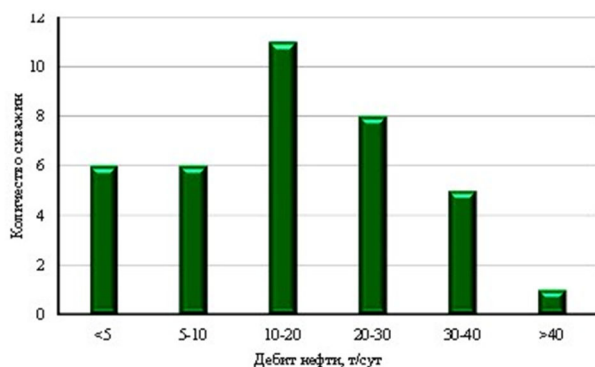


Рисунок 1 – Распределение скважин по дебитам нефти

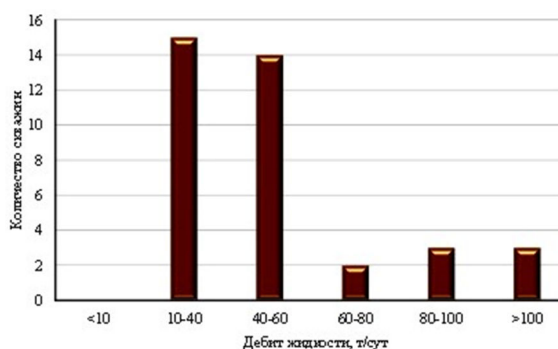


Рисунок 2 – Распределение скважин по дебитам жидкости

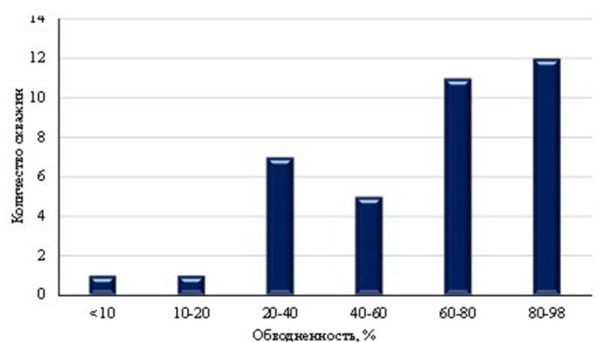


Рисунок 3 – Распределение скважин по обводнённости

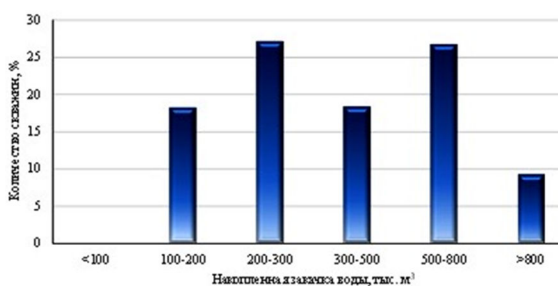


Рисунок 4 – Распределение скважин по накопленной закачке воды

Энергетическая характеристика месторождения

Первоначальное пластовое давление по верхнекаменноугольной залежи составляло 23,6 МПа. Давление насыщения нефти газом определено при исследованиях физико-химических свойств нефти и составляет 6,1 МПа.

В динамике изменения пластового давления необходимо выделить два периода:

- в первый период с 2007 по 2010 гг. наблюдалась снижение пластового давления до 12,5 МПа;
- во второй период с 2011 по 2020 гг. наблюдалась стабилизация пластового давления на уровне 13,5 МПа.

Следует также отметить значительное снижение пластового давления в процессе разработки при некомпенсированном закачкой отборе жидкости, что свидетельствует о весьма ограниченных возможностях законтурной области.

В 2013 году под закачку воды была освоена одна скважина (№ 119) и 2 скважины (№ 131 и 155) в 2014 году. Благодаря достаточно быстрому формированию системы ППД пластовое давление в 2015 году составило 13,6 МПа, и заметного падения пластового давления не наблюдалось. В период 2013–2020 гг. текущая компенсация отбора варьировала в диапазоне 70–80 %, накопленная компенсация составляла 43–64 %.

Таким образом, судя по динамике пластового давления в процессе эксплуатации каменноугольной залежи, активность законтурной области слабая, и в начальный период залежь работала в основном за счёт внутренних запасов упругой энергии. Организация системы ППД позволила снизить темпы падения и стабилизировать давление. Однако система ППД на залежи полностью не сформирована: из 17 пробуренных по проекту нагнетательных скважин 9 на момент анализа обрабатываются на нефть,

100 % компенсация отбора жидкости не достигнута. Это не позволяло восстановить пластовое давление до начального уровня.

В 2020 году по причине низкого пластового давления 4 скважины каменноугольной залежи (№№ 101, 102, 103 и 107) работают в периодическом режиме.

По состоянию на 01.01.2021 г. среднее пластовое давление по залежи составляло 13,1 МПа. В 2020 году замеры пластового давления глубинным манометром (методом регистрации кривой восстановления давления или замеры в длительно простаивающих скважинах) были выполнены в 15 скважинах (18 замеров). Однако результаты 14 замеров были отбракованы, т.к. время восстановления давления составило от 2 до 7 часов, что явно недостаточно для оценки реального пластового давления в залежи.

Идентичная ситуация складывалась в двух предыдущих годах. Из 21 замера в 2019 году были использованы результаты 5 исследований, в 2018 году из 24 замеров – 7. Таким образом, для анализа текущего энергетического состояния каменноугольной залежи были использованы результаты замеров пластового давления только в длительно простаивающих скважинах и в случае, когда время нарастания забойного давления составляло не менее 15 часов.

Согласно РД 153-39.0-109-01 снятие кривой восстановления забойного давления необходимо проводить в течение не менее 24 часов, а для пульсирующих низкодебитных скважин – не менее 144 часов. Анализируя динамику пластового давления по годам, можно сделать следующие выводы:

- снижение пластового давления в начальный период эксплуатации указывает на слабую активность водонапорной системы;
- с 2010 года по настоящее время сохраняется постоянство пластового давления в пределах 13–14 МПа;
- соотношение действующих нагнетательных и добывающих скважин в 2020 году составляет 1:3,7;
- максимальный объём воды 735 тыс. м³ закачан в 2013 году. С начала разработки закачано 4,9 млн м³ воды. Накопленная компенсация по залежи сохраняется невысокой и составляет 64 %;
- снижение пластового давления указывает на недостаточную эффективность сложившейся системы ППД;
- для систематического измерения пластового давления необходим фонд контрольно-наблюдательных скважин.

В процессе эксплуатации залежи изменений пластовой температуры не отмечено.

Анализ выработки запасов нефти, эффективность применяемой системы разработки

Для оценки выработки запасов залежи в целом использован метод характеристик вытеснения. Сравнивая полученные по характеристикам вытеснения величины извлекаемых запасов (от 5500 до 6700 тыс. тонн) с утверждённой величиной 16250 тыс. тонн, видно, что при сложившейся к настоящему моменту системе разработки удаётся извлечь не более 40 % последних. Низкие прогнозные значения КИН, даже учитывая возможную погрешность выполняемых оценок, указывают на необходимость достаточно радикального технологического вмешательства в сложившиеся на объекте условия вытеснения нефти водой.

Каменноугольная залежь вводилась в разработку с участков с улучшенной коллекторской характеристикой в центре её площади с последующим разбуриванием периферийных частей в юго-западном и северном направлениях. Как начальные дебиты скважин, так и накопленная добыча нефти распределены по площади неравномерно.

Для более дифференцированной оценки выработки запасов вся залежь была условно разбита на 3 участка (северный, центральный и южный). Формирование участков во времени не было слишком продолжительным.

Весь фонд скважин был разделён между этими тремя участками; кроме того, в пределах каждого из участков были оценены запасы нефти, что позволило рассчитать степень выработки запасов каждого участка.

Добыча нефти и закачка воды в значительной степени определяется исходными геолого-физическими параметрами в скважинах. Существенную роль в характере выработки запасов играют параметры толщины, пористости, нефтенасыщенности, расчленённости. Как можно было ожидать, наиболее благоприятные показатели выработки запасов характерны для центрального и южного участков залежи.

С точки зрения нефтеотдачи оба участка выработаны примерно одинаково – коэффициент нефтеизвлечения центрального участка составляет 11,5 %, южного – 10,3 %. При более низких средних свойствах южного участка (пористость, нефтенасыщенность, нефтенасыщенная толщина) он характеризуется более однородным строением – коэффициент расчленённости меньше, чем у центрального. Следует отметить более низкую текущую обводнённость южного участка залежи.

Наихудшими показателями выработки обладает северный участок – при максимальной обводнённости из районов (73 %) степень выработки НИЗ минимальная (17,4 %). Нефтеотдача участка составляет 6,6 % при относительном отборе жидкости 10,4 %.

С целью оценки степени охвата пласта воздействием в нагнетательных скважинах и изучения характера притока в добывающие скважины проанализированы имеющиеся по залежи потокометрические данные.

Средняя величина коэффициента охвата по вскрытой перфорацией толщине по нагнетательным скважинам составляет 77,2 %. Низкие (менее 40 %) значения охвата зафиксированы в двух скважинах.

С учётом распределения коллекторов в разрезе верхнекаменноугольных отложений выделены 3 литологические пачки: С₃-3 (верхняя), С₃-2 (средняя) и С₃-1 (нижняя).

В добывающих скважинах как по участкам, так и по залежи в целом прослеживается тенденция увеличения доли перфорированной толщины снизу – вверх. Возникновение этой ситуации логически связано с представлением о наличии обширной ВНЗ, занимающей более 80 % площади залежи. В этой связи во многих скважинах перфорировалась удалённая от ВНК на 5–10 м часть разреза, что было вполне оправдано. В последнее время, после эксплуатационного разбуривания большей части площади, появилась возможность детализации геологического строения, и было установлено, что большая часть запасов ВНЗ прямого контакта с подошвенной водой не имеет. Работы по избирательному дострелу интервалов нижней и средней части разреза уже ведутся (скважины № 101, 102, 116 и 257), и в ближайшей перспективе будут являться важным методом повышения эффективности разработки залежи.

Один из основных выводов, вытекающих из представленных выше результатов: выработка запасов нефти по разрезу идёт достаточно неравномерно. Доля работающей толщины значительно уменьшается от пачки С₃-1 к пачке С₃-3, что вполне объяснимо, учитывая несколько лучшие фильтрационные свойства нижней пачки.

При изучении структуры порового пространства было выявлено, что содержание крупных пор характерно для коллекторов залежи С₃-1, т.е. подтверждаются лучшие емкостные свойства залежи при значительной проницаемости. Поры большого размера присутствуют и в коллекторах залежей С₃-3 и С₃-2, но в меньшем объёме. Пористость и кавернозность коллекторов увеличивается от пачки С₃-3 к пачке С₃-1.

Анализ работающих толщин в разрезе залежи доказывает доминирующую роль нижней пачки лишь на качественном уровне. Отсутствие определений дифференциальных (попластовых) дебитов не позволяет сделать количественную оценку притока пачек.

Доля работающей толщины в нагнетательных скважинах, как и в добывающих, уменьшается от пачки С₃-1 к пачке С₃-3. При этом неактивными или принимающими не более 5–8 % от всего объёма закачиваемой воды являются верхние, кровельные пласты пачки С₃-3.

Сопоставление результатов потокометрии с материалами геофизической характеристики этих скважин свидетельствует о закономерном распределении приёма в интервалы перфорации в соответствии с их емкостными параметрами.

Итак, анализ потокометрических исследований выявил неравномерную выработку запасов нефти по разрезу и уменьшение доли работающей толщины от пачки С₃-1 к пачке С₃-3.

Подтверждением неравномерности выработки запасов являются результаты индикаторных исследований, на основании которых продвижение трассирующего агента фиксируется, в основном, по единичным путям фильтрации. Многочисленными трассерными исследованиями, проведёнными на различных месторождениях, подтверждается тот факт, что чем меньше в пласте каналов НФС, тем благоприятнее условия для быстрых прорывов воды в добывающие скважины.

Работы по закачке меченой жидкости выявили высокую степень неоднородности продуктивных пластов верхнекаменноугольной залежи Сандивейского месторождения.

В целом в объёме пород в пределах залежи доминируют непроницаемые разности, тогда как коллектора встречаются в виде отдельных прослоев, как правило, сравнительно небольшой толщины и ограниченного распространения по латерали.

Сочетание неблагоприятных геологических характеристик залежи и реализованной редкой сетки скважин указывает на то, что значительная часть запасов пробуренными скважинами в активную разработку не вовлекается.

Проблемы разработки и эксплуатации месторождения

На залежи реализована обращённая семиточечная система заводнения с размещением скважин по сетке 900×900 м. Фактическое соотношение добывающих и нагнетательных скважин равно 4:1. В целом состояние выработки запасов нельзя признать удовлетворительным.

Главными особенностями геологического строения основного объекта эксплуатации являются большая расчленённость пластов, чрезвычайно низкая песчанистость и неоднородность коллекторов. Для большей части разреза характерно присутствие сильнопрерывистых коллекторов, образующих многочисленные тупиковые и слабодренлируемые зоны. Высокая прерывистость обуславливает недостаточную взаимосвязь зон отборов и нагнетания, что на фоне пониженных коллекторских свойств заметно снижает потенциальную продуктивность скважин.

Достигнутая плотность сетки скважин составляет 112 га/скв. и является редкой. Однако это отчасти является следствием ещё одной неблагоприятной геологической особенности залежи. В зоне нефтенасыщенных толщин менее пяти метров сосредоточено 12 % нефтегазоносной зоны (НГЗ), т.е. плотность запасов чрезвычайно низка, что обуславливает определённый риск бурения скважин.

Ещё одной из причин низкой эффективности разработки объекта является низкое качество строительства и, в первую очередь, цементирования наклонно-направленных скважин.

Вдобавок ко всему следует признать неэффективность системы заводнения. Задержка перевода скважин в ППД не обеспечивает повсеместного охвата пластов процессом заводнения. Необеспеченность отборов жидкости из пласта необходимыми объёмами закачки привела к снижению пластового давления, что в свою очередь повлияло на дебит скважин. В то же время при сопоставимых уровнях отбора жидкости на участках залежи отмечается дисбаланс объёмов закачки воды для целей ППД, приведшие к различию в накопленной компенсации в 2 и более раз.

Из вышеназванных проблем разработки объекта определяются и основные пути совершенствования системы его разработки. Для понижения негативного влияния прерывистости необходимо уплотнить сетку скважин путём бурения новых скважин, а также вовлечь в разработку все продуктивные интервалы в уже пробуренных скважинах методами дострела и перестрела пропластков. Заметная роль в повышении охвата вытеснением должна быть отведена бурению боковых стволов.

Литература

1. Горпинченко А.Н. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие : в 2-х частях. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет. – 2021–2022. – Ч. 1–2.
4. Дробкина А.Д. Рифогенные нижнепермские мегарезервуары юга Хорейверской впадины Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности / А.Д. Дробкина // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКРП. – 2022. – № S2. – С. 52–56.
5. Ерёмин Н.А. Перспективы нефтегазоносности и потенциал добычи углеводородов северной части Сандивейского поднятия Хорейверской впадины Тимано-Печорской плиты / Н.А. Ерёмин, Т.С. Зиновкина, Т.Ф. Соколова // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 15–22.
6. Ершов А.В. О перспективах поисков залежей нефти в нижнепермских природных резервуарах на примере Сандивейского месторождения / А.В. Ершов // Актуальные проблемы нефти и газа: сборник трудов V Всероссийской молодёжной научной конференции (20-21

- октября 2022 года, г. Москва). – М. : Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 2022. – С. 317–320.
7. Жезлов А.С. Информативность промыслово-геофизических исследований при контроле разработки одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А.С. Жезлов // Сборник лучших научных статей по итогу выпускных квалификационных работ – 2020. – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, 2020. – С. 155–159.
 8. Ковалёв А.И. Анализ геолого-промысловой характеристики группы месторождений Денисовской площади / А.И. Ковалёв, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 126–143.
 9. Мирошкин В.Г. Цикличность формирования комплекса пластов рифогенной постройки верхнекаменноугольного возраста Сандивейского месторождения / В.Г. Мирошкин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 76–79.
 10. Овчаров Д.Л. Анализ геологического строения и нефтегазоносности нижнепермских карбонатных отложений Сандивейского поднятия / Д.Л. Овчаров, Т.А. Овчарова // Севергеоэко-тех – 2011: материалы XII Международной молодёжной научной конференции (16–18 марта 2011 года, г. Ухта) : в 5 частях. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2011. – Ч. 2. – С. 111–113.
 11. Орлова И.О. Трассерные исследования межскважинного пространства / И.О. Орлова, Е.Н. Даценко, Н.Н. Авакимян // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 67–69.
 12. Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта на Сандивейском нефтяном месторождении / А.М. Отрадных [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021: материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 210–221.
 13. Прищепа О.М. Углеродородный потенциал акваториального арктического сектора севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам региональных исследований / О.М. Прищепа, Ю.В. Нефёдов, М.Г. Айрапетян // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 1. – С. 7.
 14. Прищепа О.М. Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования / О.М. Прищепа, И.С. Боровиков, Е.И. Грохотов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 66–81.
 15. Савенок О.В. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / О.В. Савенок [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
 16. Савенок О.В. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади / О.В. Савенок [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4–11.
 17. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов газонефтяного месторождения Северное // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 161–174.
 18. Савенок О.В. Анализ технико-экономической эффективности вариантов разработки Мичаюского месторождения / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 299–310.
 19. Скуба Д.А. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции / Д.А. Скуба [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 54–65.
 20. Соснин Н.Е. Особенности геологического строения верхнедевонских рифогенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Н.Е. Соснин [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – № 4. – С. 304–321.
 21. Ткаченко Ю.П. Эффективные направления совершенствования технологии выработки запасов нефти залежей в верхнекаменноугольных отложениях / Ю.П. Ткаченко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 54–57.
 22. Хворост И.М. Особенности геологического строения карбонатных резервуаров в силурийских отложениях Денисовской впадины Тимано-Печорской провинции // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 202–206.
 23. Шапков Е.Н. Прогнозирование показателей разработки Полевого нефтяного месторождения на основе анализа методов обобщённых характеристик вытеснения / Е.Н. Шапков, О.В. Савенок // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 1(85). – С. 22–48.

References

1. Gorpichenko A.N. Geological foundations for the development of oil and gas fields: textbook / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

2. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields: textbook. allowance / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 p.
3. Savenok O.V. Designing the development of oil fields : textbook : in 2 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University. – Part 1–2. – 2021–2022.
4. Drabkina A.D. Reefogenic Lower Permian megareservoirs in the south of the Khoreyver depression of the Timan-Pechora province in connection with the prospects for oil and gas potential / A.D. Drabkina // Scientific works of NIPi Neftegaz SOCAR. – 2022. – № S2. – P. 52–56.
5. Eremin N.A. Prospects for oil and gas potential and the potential for hydrocarbon production in the northern part of the Sandivey uplift of the Khoreyver depression of the Timan-Pechora plate / N.A. Eremin, T.S. Zinovkina, T.F. Sokolova // Geology of oil and gas. – 2015. – № 5. – P. 15–22.
6. Ershov A.V. On the prospects for prospecting for oil deposits in the Lower Permian natural reservoirs on the example of the Sandiveyskoye field // Actual problems of oil and gas: a collection of proceedings of the V All-Russian Youth Scientific Conference (October 20–21, 2022, Moscow). – M. : Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, 2022. – P. 317–320.
7. Zhezlov A.S. Informative value of field geophysical research in monitoring the development of one of the deposits of the Timano-Pechora oil and gas province / A.S. Zhezlov // Collection of the best scientific articles on the results of graduation qualification works – 2020. – Arkhangelsk : Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov, 2020. – P. 155–159.
8. Kovalev A.I. Analysis of the geological and commercial characteristics of a group of deposits in the Denisovskaya area / A.I. Kovalev, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 3. – P. 126–143.
9. Miroshkin V.G. The cyclicity of the formation of a complex of layers of the reef structure of the Upper Carboniferous age of the Sandiveyskoye deposit // Oil industry. – 2011. – № 12. – P. 76–79.
10. Ovcharov D.L. Analysis of the geological structure and oil and gas potential of the Lower Permian carbonate deposits of the Sandivey uplift / D.L. Ovcharov, T.A. Ovcharova // Severgeoeco-tech – 2011: materials of the XII International Youth Scientific Conference (March 16–18, 2011, Ukhta) : in 5 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2011. – Part 2. – P. 111–113.
11. Orlova I.O. Tracer studies of interwell space / I.O. Orlova, E.N. Datsenko, N.N. Avakimyan // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2-2. – P. 67–69.
12. Otradnov A.M. Design of the process of hydraulic fracturing at the Sandiveyskoye oil field / A.M. Otradnov [et al.] // Research. engineering. extreme. 2021: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (June 03, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2021. – P. 210–221.
13. Prishchepa O.M. Hydrocarbon potential of the aquatorial Arctic sector of the north of the Timan-Pechora oil and gas province based on the results of regional studies / O.M. Prishchepa, Yu.V. Nefyodov, M.G. Hayrapetyan // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2020. – Vol. 15. – № 1. – P. 7.
14. Prishchepa O.M. Oil and gas potential of the little-studied part of the north-west of the Timan-Pechora oil and gas province based on the results of basin modeling / O.M. Prishchepa, I.S. Borovikov, E.I. Grokhotov // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 247. – P. 66–81.
15. Savenok O.V. Optimization of the injection well stock of the field at a late stage of development based on the results of the analysis of tracer studies (on the example of the Dysh field) / O.V. Savenok [et al.] // Petroleum engineer. – 2018. – № 4. – P. 59–65.
16. Savenok O.V. Substantiation of a technologically optimal strategy for the development of a group of oil and gas condensate fields in the Denisovskaya area / O.V. Savenok [et al.] // Oil engineer. – 2022. – № 1. – P. 4–11.
17. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of the current state of development and production of reserves of the Severnoe gas-oil field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 3. – P. 161–174.
18. Savenok O.V. Analysis of the technical and economic efficiency of development options for the Michayuskoye field / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatov readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 299–310.
19. Skuba D.A. Probabilistic model of massive oil deposits in the Upper Carboniferous and Silurian-Devonian carbonate deposits of the Timan-Pechora province / D.A. Skuba [et al.] // Petroleum Engineer. – 2016. – № 1. – P. 54–65.
20. Sosnin N.E. Features of the geological structure of the Upper Devonian reef deposits of the Timan-Pechora oil and gas province / N.E. Sosnin [et al.] // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining. – 2019. – Vol. 19. – № 4. – P. 304–321.
21. Tkachenko Yu.P. Effective directions for improving the technology of developing oil reserves in Upper Carboniferous deposits / Yu.P. Tkachenko [et al.] // Oil industry. – 2005. – № 8. – P. 54–57.
22. Khvorost I.M. Features of the geological structure of carbonate reservoirs in the Silurian deposits of the Denisovskaya depression of the Timan-Pechora province // Bulatovskiye chteniya. – 2020. – Vol. 1. – P. 202–206.
23. Shapkov E.N. Forecasting indicators of the development of the Polevoye oil field based on the analysis of methods of generalized displacement characteristics / E.N. Shapkov, O.V. Savenok // Science and technology in the gas industry. – 2021. – № 1(85). – P. 22–48.