

УДК 622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
И АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS
AND ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE PECHORA-KOZHVINSKOYE
OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

Кардашев Сергей Алексеевич

студент,
направления подготовки Нефтегазовое дело
Ухтинский государственный технический университет
kardash0557@gmail.com

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 приведена геолого-промысловая характеристика и выполнен анализ текущего состояния разработки Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения. Показано, что на месторождении в последние годы наблюдается устойчивая тенденция к увеличению доли нефти и нефтеконденсата в общей добыче жидких углеводородов. На ряде скважин (№№ 107, 103 и 108) остро стоит проблема парафиноотложения в шельфе скважин. В продукции скважин №№ 103, 105, 106 и 108 отмечается повышенное содержание высококипящих углеводородов (асфальтены, смолы), поэтому необходимо в этих скважинах постоянно контролировать перепад давлений на устье скважин и шлейфе, осуществлять (при необходимости) спуск скребков в НКТ и депарафинизацию шлейфов стабильным конденсатом.

Ключевые слова: геолого-геофизическая изученность; геологическое строение месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика разреза; нефтегазоносность месторождения; характеристика фильтрационно-емкостных свойств и толщин пластов; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; динамика добычи углеводородов.

Kardashev Sergey Alekseevich

Student Training Direction
Oil and Gas Engineering
Ukhta State Technical University
kardash0557@gmail.com

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 presents the geological and field characteristics and the analysis of the current state of development of the Pechora-Kozhvinskoye oil and gas condensate field. It is shown that in recent years there has been a steady trend towards an increase in the share of oil and oil condensate in the total production of liquid hydrocarbons. In a number of wells (№№ 107, 103 and 108), there is an acute problem of paraffin deposition in the shelf of the wells. In the production of wells №№ 103, 105, 106 and 108, there is an increased content of high-boiling hydrocarbons (asphaltenes, resins), therefore, it is necessary to constantly monitor the pressure drop at the wellhead and the loop in these wells, and (if necessary) run scrapers into the tubing and dewax the loops stable condensate.

Keywords: geological and geophysical knowledge; geological structure of the field; lithological and stratigraphic characteristics of the section; oil and gas content of the field; characteristics of reservoir properties and thickness of layers; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; dynamics of hydrocarbon production.

Общие сведения о месторождении

Печоро-Кожвинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Печорского района Республики Коми, в 14 км севернее г. Печоры (рис. 1).

Город Печора является районным центром, располагающимся на месте пересечения Северной железной дороги, связывающей город с основными промышленными районами страны, и реки Печоры – основной водной транспортной артерии Республики Коми.

В рельефе местности выделяется несколько аллювиальных террас. Месторождение расположено в бассейне р. Печоры, на правом её берегу, в пределах поймы и первой надпойменной террасы. Высота первой надпойменной террасы составляет 6–8 м. Абсолютная отметка наивысших точек рельефа в пределах месторождения – около 60 м.

Геолого-геофизическая изученность

Поисковое бурение на Печоро-Кожвинской площади начато в 1962 году с целью поисков залежей нефти и газа в пермских и каменноугольных отложениях. К началу поискового бурения на площади были проведены аэрофотомангнитная съёмка масштаба 1:200000, детальные гравиметрические работы, сейсморазведочные работы МОВ.

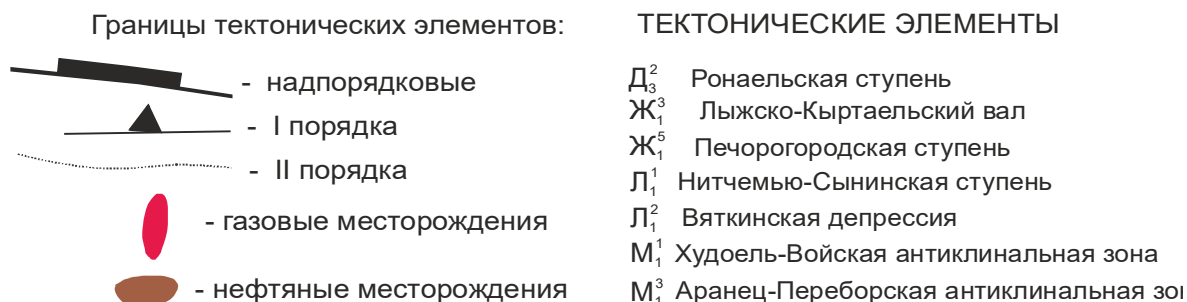
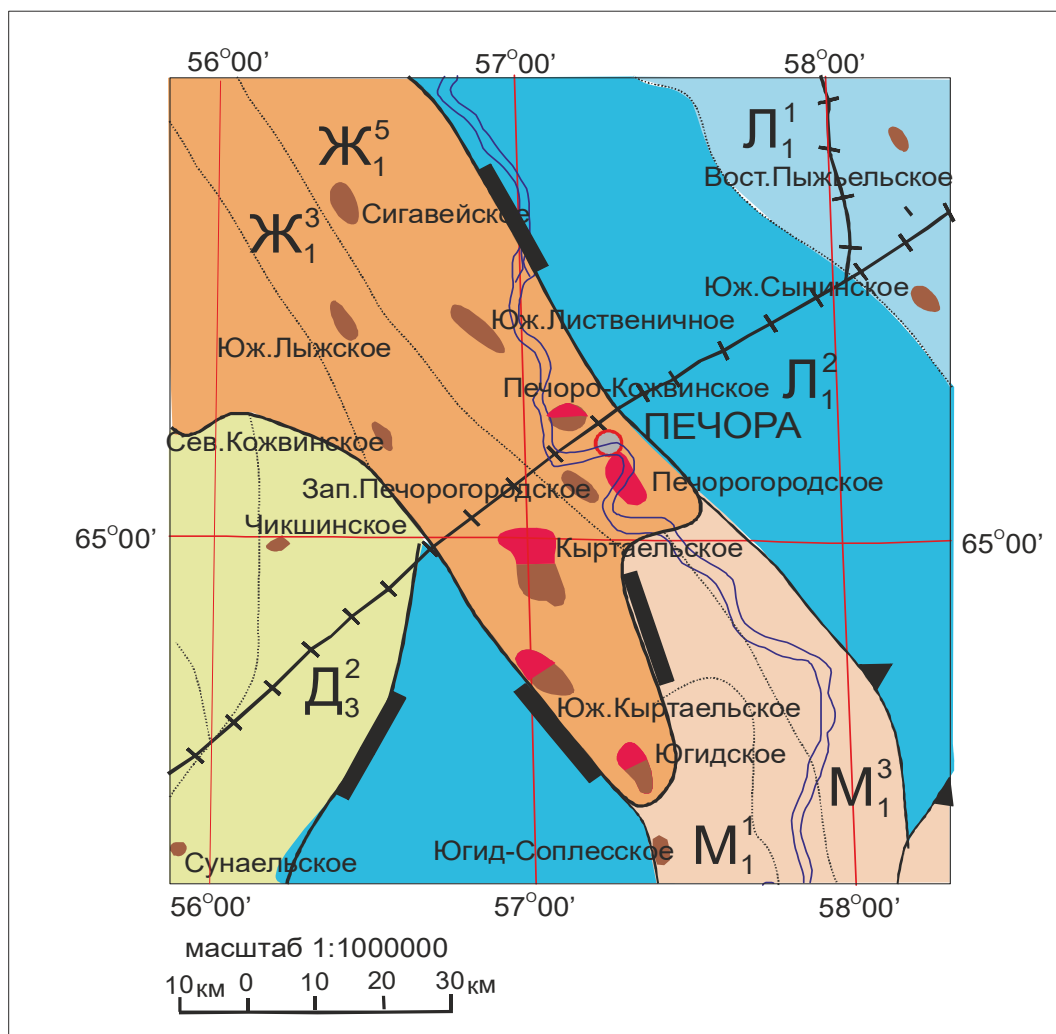


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ (выкопировка из карты тектонического районирования Тимано-Печорской НГП, по данным ТП НИЦ)

Первооткрывательницей явилась скважина № 61, в которой получен промышленный приток углеводородного сырья из верхнепермских полимиктовых песчаников.

Проведённый этап поисково-разведочных работ оказался малоэффективным: были выявлены небольшие литологически ограниченные залежи газа и нефти в отложениях верхней перми с весьма незначительными запасами углеводородного сырья.

После проведения в 1966–1967 гг. сейсморазведочных работ Печоро-Кожвинская структура была передана в глубокое бурение и начался второй этап изучения месторождения – поисковое бурение на девонские отложения.

В 1967–1968 гг. пробурена первая глубокая поисковая скважина № 21, давшая фонтанный приток конденсатного газа дебитом 720 тыс. м³/сут. через штуцер 20 мм из старооскольских отложений среднего девона.

Обобщение проведённых на площади поисково-разведочных работ было выполнено в 1971 году в процессе подсчёта запасов газоконденсатной залежи Печоро-Кожвинского месторождения.

В 1973 году месторождение передано на баланс объединения «Комигазпром» (впоследствии реорганизованного в предприятие «Севергазпром»), и начался следующий, третий этап его изучения и подготовки к промышленному освоению.

На месторождении на этом этапе проводился следующий комплекс работ:

- опытно-промышленная эксплуатация верхнепермской залежи скважиной № 59;
- доразведка старооскольской залежи скважиной № 26;
- эксплуатационное бурение на старооскольскую (скважины №№ 101–108) и верхнепермскую (скважина № 69) залежи;
- разведочное бурение на верхнепермские и каменноугольные отложения (скважины №№ 70–73);
- сейсморазведочные исследования методом ОГТ сейсмопартиями 30793 и 30794.

В результате работ получена дополнительная информация:

- выявлено наличие нефтяной оторочки в районе скважины № 26;
- разведочными работами 1993-1998 гг. оконтурена новая газовая залежь, открытая скважиной № 70 в карбонатных отложениях башкирско-серпуховского возраста;
- по проведённым детализационным сейсморазведочным работам выполнены структурные построения, учитывающие новые данные бурения и существенно уточнившие модель строения месторождения по всему комплексу отложений.

В 1996–1997 гг. проведена оценка начальных запасов углеводородов всех залежей Печоро-Кожвинского месторождения объёмным методом (по поддоманиковой залежи вторично).

В 2001 году на месторождении были проведены трёхмерные сейсмические работы (МОГТ-3D), интерпретация материалов которых близится к завершению.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На Печорской площади наиболее древние отложения – породы эйфельского яруса среднего девона – вскрыты в скважине № 26 (рис. 2).

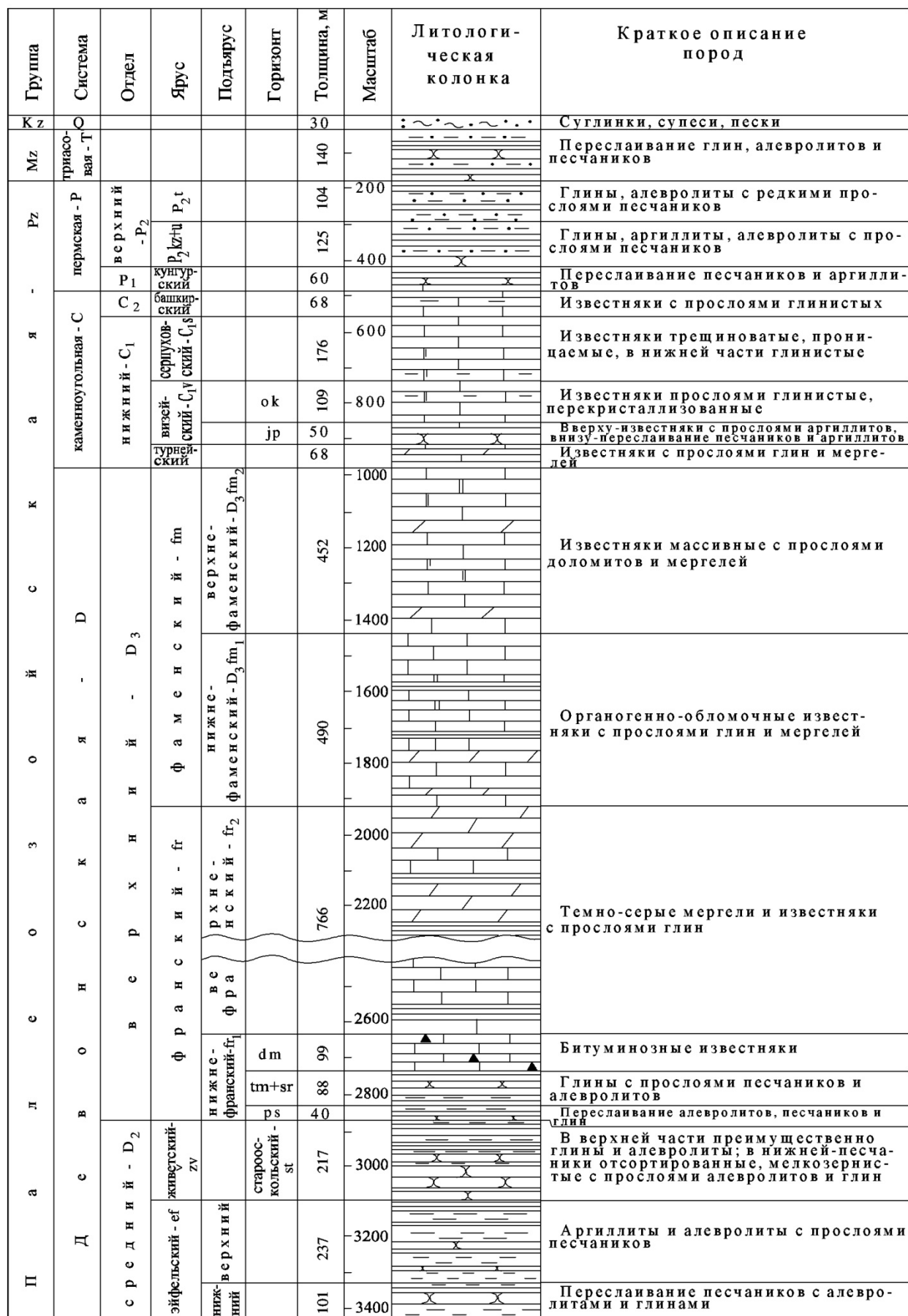


Рисунок 2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез Печоро-Кожвинской площади

Палеозойская группа

Девонская система

Средний отдел

Отдел представлен эйфельским и живетским ярусами.

Эйфельский ярус подразделён на два подъяруса. Нижнейфельский подъярус представлен переслаиванием песчаников светло-серых с буроватым оттенком, мелкозернистых известковистых крепких с алевролитами светло-серыми глинистыми и глинами тёмно-серыми алевритистыми известковистыми. Вскрытая толщина по скважине № 26 составляет 101 м. Верхнейфельский подъярус сложен преимущественно алевритистыми аргиллитами с плитчатой отдельностью и неравномерно глинистыми алевролитами с волнисто-линзовидной слоистостью. Кварцевые тёмно-серые тонко- и мелкозернистые песчаники имеют подчинённое значение. Для всех разновидностей пород характерна тёмно-серая, почти чёрная окраска. Толщина подъяруса составляет 237 м (скважина № 26).

Живетский ярус выделен в составе старооскольского надгоризонта. Старооскольский надгоризонт сложен в значительной части продуктивными проницаемыми песчаниками (по промысловой номенклатуре «основными» песчаниками), которые перемежаются с песчаниками плотными, алевролитами и глинами. Песчаники кварцевые серые и светло-серые, часто с коричневым оттенком, отсортированные, мелкозернистые, реже тонко- и среднезернистые. Тонко- и мелкозернистые разности более уплотнены, наиболее грубозернистые сцементированы слабо. Алевролиты кварцевые и хлорит-кварцевые, светло-зеленые с линзовидно-волнистой слоистостью. В глинисто-алевритистых разностях повсеместно присутствуют слюда, углефицированный растительный детрит.

Верхняя часть надгоризонта (48–138 м) сложена преимущественно глинами и алевролитами с редкими прослоями песчаников. Толщина старооскольского надгоризонта изменяется от 187 м (скважина № 21) в своде структуры до 295 м (скважина № 22) на её юго-западном крыле.

В составе верхнего отдела выделены франский и фаменский ярусы. Франский ярус расчленён на ниже- (пашийский и тиманский горизонты), средне- (саргаевский и доманиковский) и верхнефранский подъярусы.

Пашийский горизонт ниже-среднефранские подъяруса начинается переслаиванием алевролитов неравномерно глинистых светло-серых и серо-зелёных кварцевого и хлорит-кварцевого состава, песчаников кварцевых светло-серых, иногда с коричневым оттенком, тонкозернистых, глинистых, участками слабо нефтенасыщенных, и глин алевритистых тёмно-серых сланцеватых. Для разреза характерно наличие углефицированного растительного детрита. Отдельные прослои песчаников являются продуктивными. Толщина пашийского горизонта изменяется от 18 (скважина № 107) до 70 м (скважина № 105), составляя в среднем 40 м. Перекрывающая нерасчленённая тиманско-саргаевская толща, в среднем 88 м, представлена известковыми тёмными глинами с прослоями глинистых песчаников и алевролитов в нижней части и серых мергелей – в верхней. Доманиковый горизонт является репером в составе девонских отложений. Это высокоомная толща, чётко фиксируемая на каротажных диаграммах, сложенная тёмно-серыми битуминозными известняками и мергелями с линзами горючих битуминозных сланцев. Толщина горизонта изменяется от 88 (скважина № 103) до 120 м (скважина № 102), составляя в среднем 99 м.

Отложения верхнефранского подъяруса в пределах Печорского месторождения представляют собой нерасчленённую на более мелкие стратиграфические единицы монотонную толщу, сложенную тёмно-серыми мергелями и известняками с прослоями глин. Толщина горизонта изменяется от 690 (скважина № 107) до 830 м (скважина № 24), средняя – 766 м.

В составе фаменского яруса выделяются верхний и нижний подъярусы. Нижнефаменский подъярус слагают в различной степени глинистые серые органогенно-

обломочные известняки пятнисто доломитизированные, расчленённые в средней части пачками (до 20 м) скорлуповатых глин. В нижней части разреза встречаются прослои тёмных зеленовато-серых мергелей. Толщина нижнефаменских отложений колеблется незначительно: от 466 м в скважине № 101 до 509 м в скважине № 24. Средняя – 490 м.

Верхнефаменский подъярус сложен преимущественно известняками светлыми массивными, реже плитчатыми, глинистыми, тонкокристаллическими и пелитоморфными. Наблюдается трещиноватость. Трещины заполнены глинисто-битумным веществом и кальцитом. Встречаются прослои известняка тёмно-серого окремнённого, известняка доломитизированного, переходящего в тонкокристаллический глинистый плотный доломит, и мергеля тёмно-серого с зелёным оттенком. В керне отмечается нефтенасыщение. Редкие проницаемые прослои в фаменских отложениях не образуют выдержанных пластов. Средняя толщина верхнефаменских отложений составляет 452 м.

Каменноугольная система

Система представлена нижним и средним отделами. Из-за размыва общая толщина каменноугольных отложений сокращена в сводовой части (338 м в скважине № 21) в сравнении с периферийной (575 м – скважина № 24).

В составе нижнего отдела выделены турнейский, визейский и серпуховские ярусы.

Турнейский ярус сложен толщей известняков, иногда доломитизированных, расчленённых двумя пачками тёмно-серых глин и мергелей, чётко выражающихся глубокими кавернами и низкими электрическими сопротивлениями на каротажных диаграммах. Толщина яруса колеблется от 42 м в своде структуры (скважина № 21) до 94 м на крыльях (скважина № 24).

В составе визейского яруса выделены яснополянский и окский надгорizontы.

Яснополянский надгорizont литологически делится на две части: нижнюю терригенную, отвечающую бобриковскому и нижней части тульского горизонта, и верхнюю, сложенную карбонатными породами верхней части тульского горизонта. Терригенная часть представлена переслаиванием песчаников с аргиллитами. Песчаники кварцевые тонкозернистые светлые и коричневатые-серые плитчатые, иногда слабосцементированные, участками пористые, с прослойками угля; встречаются трещины, заполненные глинисто-битумным веществом. Аргиллиты чёрные, плотные, плитчатые. Карбонатная часть тульского горизонта сложена известняками чёрными, тёмно-серыми и пестроцветными глинистыми с прослоями чёрных сильноизвестковых аргиллитов. Известняки массивные, с плитчатой отдельностью, участками брекчиевидные, иногда битуминозные, с многочисленными скоплениями кораллов, встречены примазки жидкой нефти. Толщина яснополянского надгорizontа колеблется от 39 (скважина № 103) до 64 м (скважина № 24), составляя в среднем 50 м.

Окский надгорizont представлен известняками кремово-серыми, прослоями тёмно-серыми, глинистыми, плитчатыми, участками перекристаллизованными, местами с многочисленными мелкими порами; встречаются гнёзда кальцита. Наблюдаются прослои доломитов буровато-серых, плотных, крепких. В нижней части горизонта известняки пестроцветные, массивные, глинистые, прослоями сильно битуминозные. Толщина надгорizontа от 54 до 135 м (средняя 109 м).

В нижней части серпуховского яруса преобладают темноцветные глинистые известняки и известковистые глины. Выше по разрезу они сменяются известняками светлоокрашенными, скрыто-кристаллическими, окремнёнными, трещиноватыми, проницаемыми, отнесёнными к протвинскому горизонту. Общая толщина серпуховского яруса колеблется от 123 (скважина № 21) до 214 (скважина № 24), средняя – 176 м.

Средний отдел выделен в объеме башкирского яруса. Ярус представлен пачкой кремово-серых известняков, трещиноватых, участками порово-кавернозных, с прослоями глинистых известняков. Нижняя часть яруса (краснополянский горизонт) в разрезе отсутствует; верхняя – наиболее полно сохранилась на крыльях складки (толщина

до 68 м в скважине № 24), в сводовой части она размыта. В результате длительной инверсии в осадочном чехле отсутствуют отложения московского яруса среднего отдела и верхний отдел каменноугольной системы, а также ассельский, сакмарский и артинский ярусы нижнего отдела пермской системы.

Пермская система

В составе пермской системы выделены нижний и верхний отделы.

Нижний отдел представлен лишь самой верхней частью – кунгурским ярусом. Ярус сложен терригенными породами, несогласно залегающими на размытой поверхности серпуховских и башкирских пород. Отложения представлены переслаиванием песчаников и аргиллитов с редкими прослоями известняка. Песчаники серые, иногда тёмно-серые, тонкозернистые, от рыхлых до плотных, плитчатые, с тонкой горизонтальной слоистостью, известковистые. На отдельных участках наблюдаются алевролитоподобные песчаники зеленоватого оттенка с углистыми включениями и битумными примазками. Аргиллиты чёрные, иногда серые, неизвестковистые, тонкосланцеватые. Средняя толщина нижнепермских отложений составляет 60 м, изменяясь от 42 (скважина № 101) до 75 м (скважина № 103).

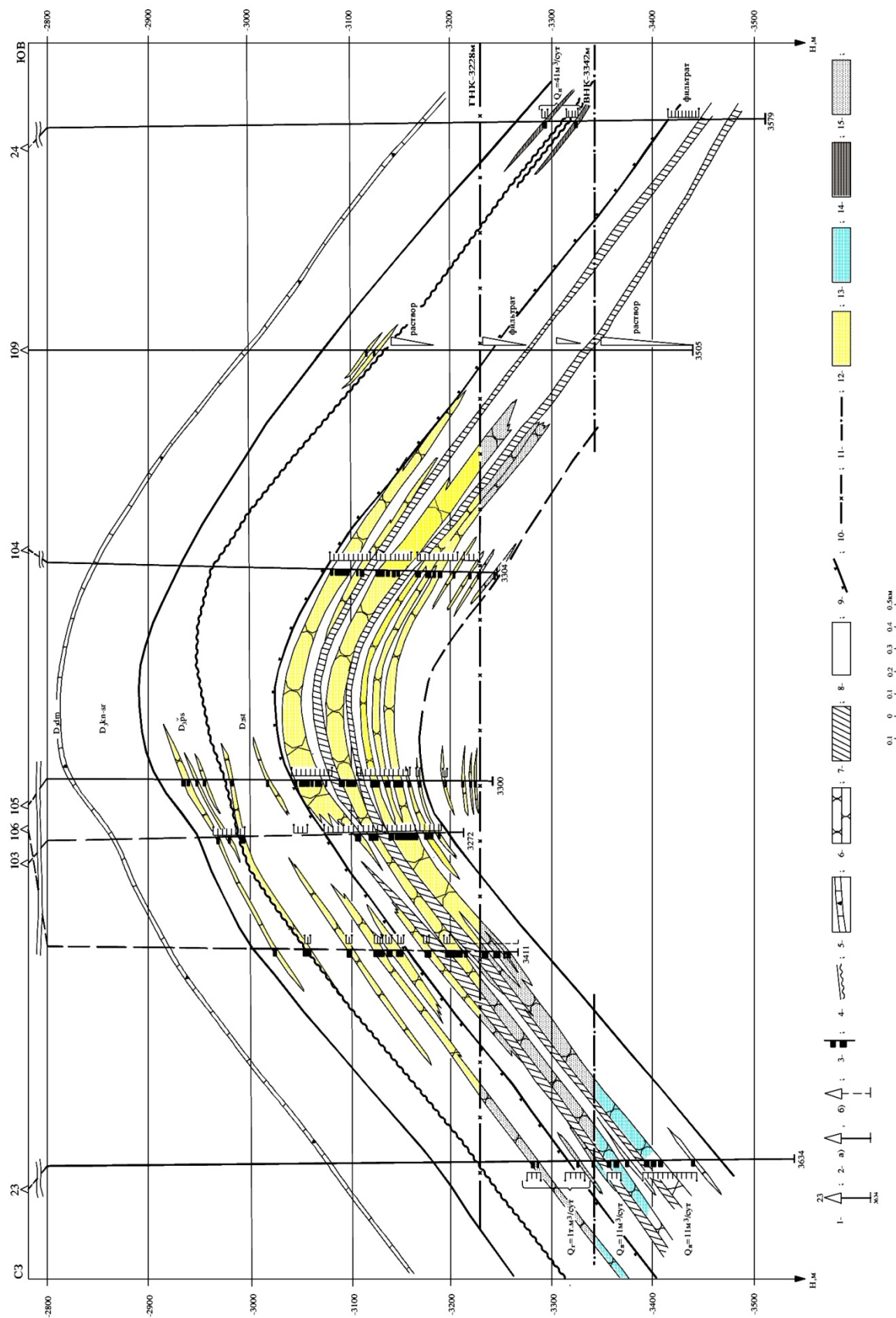
Верхний отдел присутствует в полном стратиграфическом объёме. Нерасчлещённые уфимский и казанский ярусы. Разрез делится на две толщи: пестроцветную и сероцветную. Нижняя пестроцветная толща сложена плотными и оскольчатыми аргиллитами и глинистыми, участками микропористыми алевролитами с конкрециями известняка и прослоями полимиктовых, преимущественно мелкозернистых песчаников от рыхлых до среднесцементированных, иногда пропитанных углеводородами. Породы пестроокрашены: преобладают красновато-коричнево-бурые тона, реже зеленовато-серые. Толщина пестроцветных отложений составляет в среднем 256 м, изменяясь от 192 м (скважина № 104) до 305 (скважина № 21). Сероцветная толща сложена глинами аргиллитоподобными, углистыми аргиллитами и алевролитами, переслаивающимися с пластами и линзами полимиктовых песчаников. Характерно обилие отпечатков пелиципод и растительных остатков. Толща изменяется от 86 (скважина № 103) до 188 м (скважина № 107), средняя – 125 м.

Отложения татарского яруса представлены глинисто-алевролитовыми образованиями с редкими прослоями, линзами серых песчаников в нижней части. Серые глины, характерные для нижележащих отложений, в татарском ярусе вновь сменяются пестроокрашенными (буроватых, коричневых, красных тонов с пятнами голубоватого и серо-зеленого цвета). Толщина яруса колеблется от 47 (скважина № 104) до 155 м (скважина № 102), составляя в среднем 104 м.

Геологический профиль Печоро-Кожвинского НГКМ представлен на рисунках 3 и 4.

Тектонические особенности

Печорская антиклиналь расположена в юго-восточной части Печорогородской ступени Печоро-Кожвинского мегавала, которая, в свою очередь, является частью Печоро-Колвинского авлокогена. Печорогородская ступень представляет собой поднятое крыло протяженной флексуры, отделяющей Печоро-Кожвинский мегавал от Больше-сынинской впадины Предуральяского прогиба.



1-номер пробуренной скважины/ячейки; 2-скважина находится на линии аэрофиля; 3-эффективные толшины; 4-границы стратиграфических подразделений; 5-битуминозные известняки; 6-песчанники; 7-песчано-алюво-лигито-аргиллитовые породы с прообладанием глинистых разностей; 8-аргиллиты песчано-алюво-лигитовые породы с прообладанием алевритовых разностей; 9-фронт "основных" песчанников D₁; Контакты: 10-палеозойной; 11-мезозойной; 12-газ; 13-вод; 14-газ; 15-газ; 15-категория С

Рисунок 3 – Геологический профиль по линии скважин №№ 23, 103, 106, 105, 104, 109 и 24 Печоро-Кожвинского НГКМ

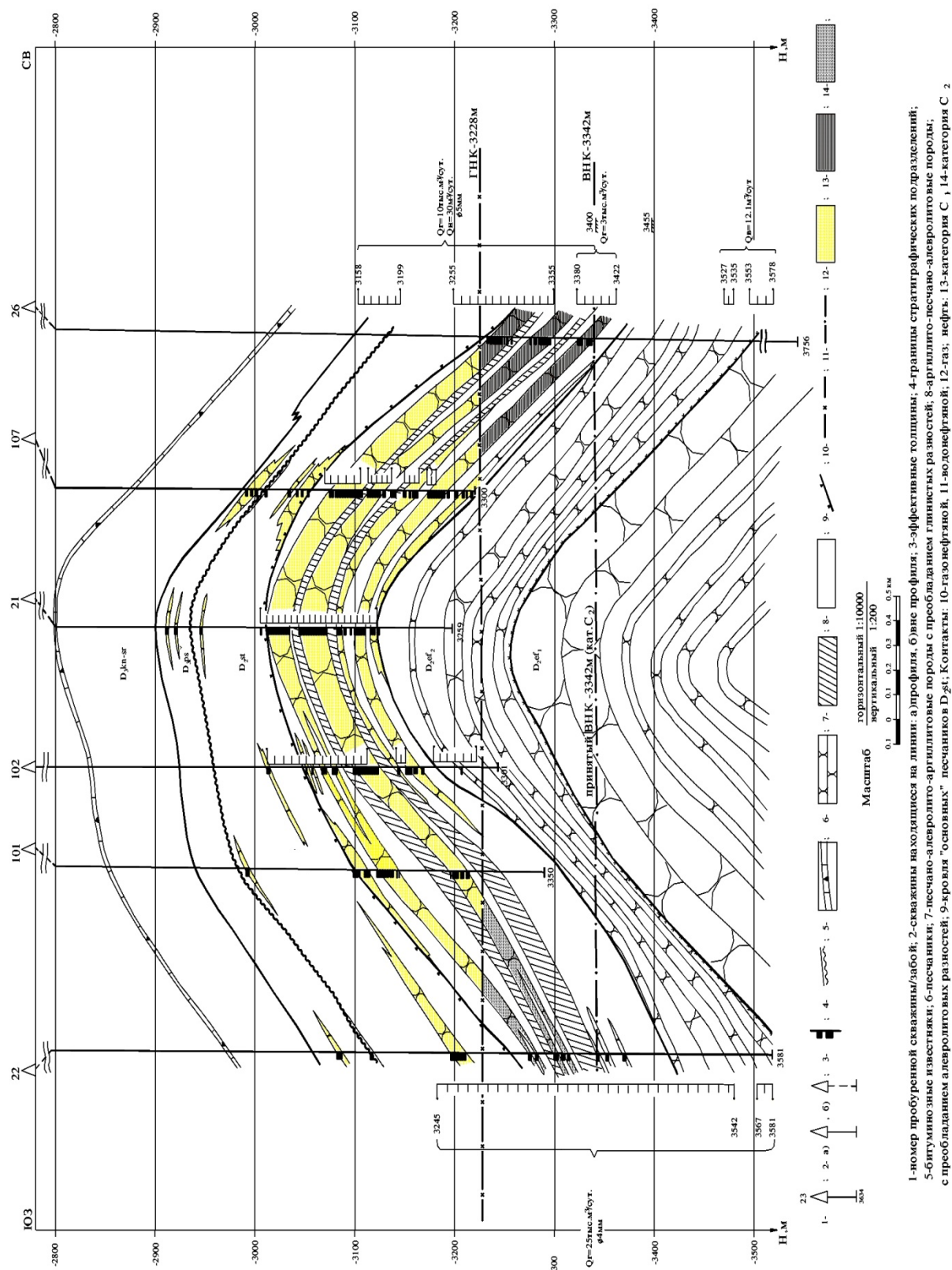


Рисунок 4 – Геологический профиль по линии скважин №№ 22, 101, 102, 21, 107 и 26 Печоро-Кожвинского НГКМ

Особенностью тектонического развития мегавала было интенсивное погружение в начале палеозойской эры (особенно в позднедевонский период), сопровождавшееся накоплением мощной толщи глинисто-карбонатных отложений. С начала визейского века произошло выравнивание темпов погружения авлокогена и смежных с ним впадин

с последующей инверсией – преобладанием преимущественно восходящих движений, приводивших в отдельные периоды к перерывам в осадконакоплении различной продолжительности. В послемезозойский этап Печоро-Кожвинский мегавал испытывал влияние тектонических движений, сформировавших складчатую систему Северного и Полярного Урала и Предуральский краевой прогиб. Такая сложная история развития наложила отпечаток на тектонику локальных структур, на гипсометрическое соотношение структурных планов по различным маркирующим горизонтам, на условия формирования и сохранность залежей. На месторождении продуктивны поддоманиковые, каменноугольные и верхнепермские отложения.

Следует отметить сохранение по всем продуктивным горизонтам изометрической формы структуры, а также смещение свода в юго-восточном направлении вверх по разрезу.

По поддоманиковым отложениям принят пликативный вариант строения. Структура в пределах изогипсы минус 3400 м имеет размеры 3,75×5 км, амплитуду 500 м. Свод складки располагается в районе скважины № 21, углы падения крыльев составляют 13–17 градусов, лишь на северо-восточном погружении они достигают 30 градусов.

Купола, к которым приурочены каменноугольная и пермская газовые залежи, характеризуются меньшими размерами, амплитудой и более пологими углами падения крыльев (6–10°). Так, по кровле каменноугольных карбонатов размеры структуры составляют 2,6×3,4 км, амплитуда в пределах замкнутой изогипсы минус 675 м – 120 м; по кровле верхнепермского базального пласта – 2,1×2,5 км и 100 м в пределах изогипсы минус 580 м соответственно.

В данном варианте строение залежи по горизонту, отождествляемому с «основными» песчаниками (III₂), блоковое, разбито рядом тектонических нарушений, веером расходящихся в северо-восточном направлении и ограничивающих в центральной части приподнятый блок, имеющий клиновидную форму (рис. 5). Амплитуда сбросов затухает в северо-восточном направлении, изменяясь от 100 до 25 м. Выделены также нарушения субмеридионального простирания, амплитуда которых в северной части площади достигает 75 м. Последняя замкнутая изогипса – минус 3200 м.

Нефтегазоносность месторождения

Нефтегазопроявления на Печоро-Кожвинском месторождении фиксируются практически по всему вскрытому разрезу от верхнепермских до среднедевонских отложений. В керне отмечаются битуминозность, примазки нефти, нефтенасыщение различной степени, запах бензина; в процессе проводки скважин – газирование бурового раствора, плёнки нефти.

Терригенная поддоманиковая толща залегает под региональной тиманско-саргаевской покровой и содержит в пределах Печоро-Кожвинского месторождения нефтегазоконденсатную залежь. Залежь пашийско-верхнеэйфельского возраста является массивно-пластовой, сводовой, газоконденсатной с нефтяной подгазовой оторочкой. Этаж газоносности составляет 313 м, нефтеносности – 114 м. Глубина залегания залежи варьирует от 2976 до 3435 м.

Различия в коллекторских свойствах, наличие плотных разностей с развитой трещиноватостью и маломощных глинистых прослоев не приводят к разобщенности залежи. Единый контур продуктивности для разновозрастных отложений свидетельствует об их принадлежности к единой гидродинамической системе. Вмещающие залежь песчаники кварцевые, серые, светло-серые, тонко-мелкозернистые уплотненные, реже среднезернистые менее уплотнённые, хорошо отсортированные, неоднородные.

В зоне газоконденсатного насыщения находятся скважины №№ 21, 22 и 101-108; скважина № 26 в северной части структуры и скважина № 24 на юго-востоке залежи попали в нефтяную оторочку; скважина № 23 на северо-западе вскрыла газоводяной контакт.

Притоки конденсатного газа дебитами от 1 до 720 тыс. м³/сут. получены во всех эксплуатационных (скважины №№ 101-105, 107 и 108) и в большинстве поисково-разведочных скважин (скважины №№ 21, 22, 23 и 26); промышленные притоки нефти – в скважинах №№ 26 и 24 (Q_n до 34 тонн/сут.). Пластовая вода вскрыта лишь двумя разведочными скважинами №№ 23 и 26 на севере структуры. Дебиты при опробовании «основной» толщи песчаников достигают 12 м³/сут.

Положение газонефтяного и водонефтяного контактов установлено по данным опробования и ГИС. Уровень ВНК принят на отметке минус 3342 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине № 23; ГНК – 3228 м по подошве газонасыщенных коллекторов в скважине № 104, давшей приток газа с самой низкой отметки (нижние дыры интервала перфорации – минус 3229 м).

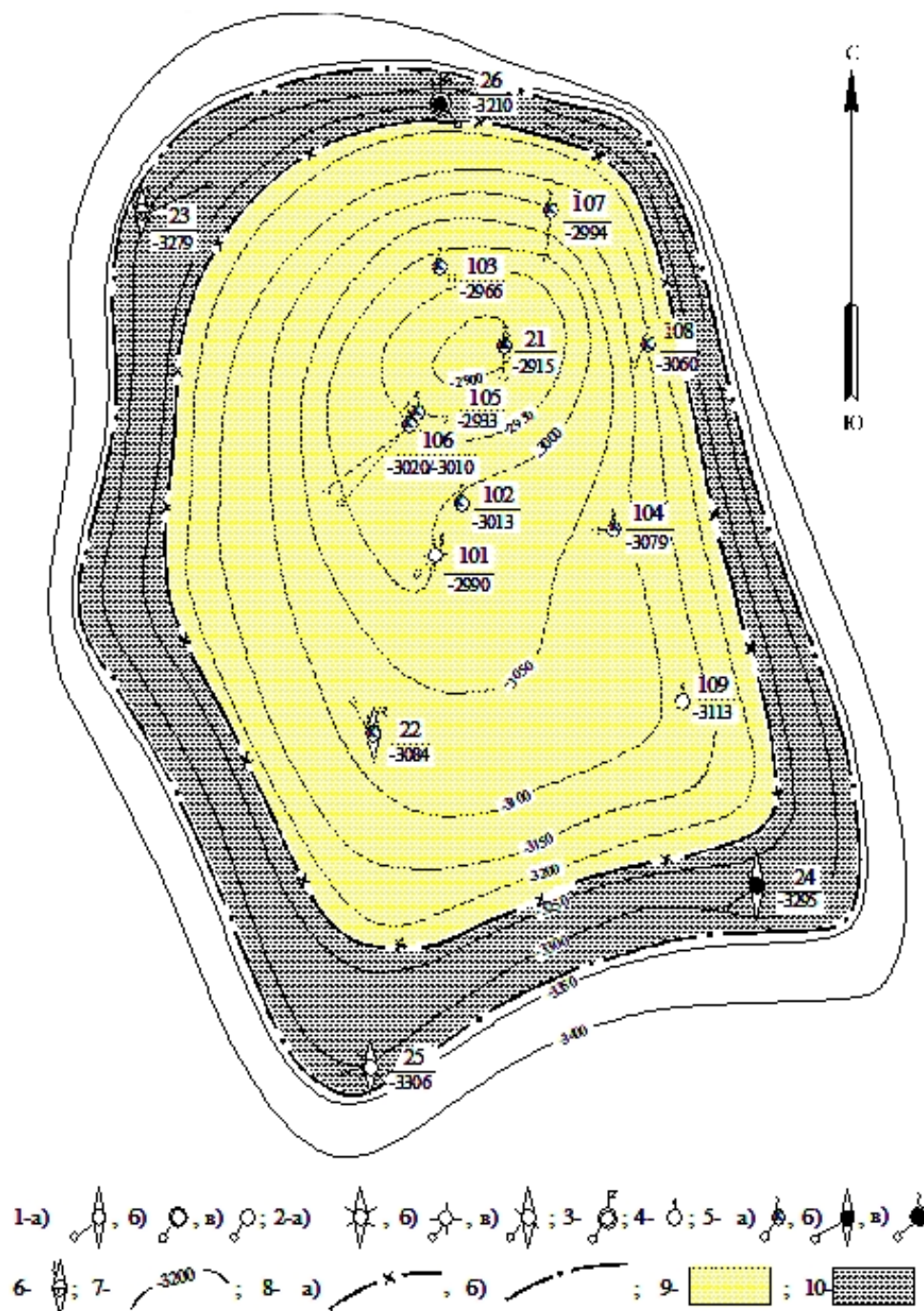


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле проницаемых песчаников поддоманиковых отложений: скважины:

- 1 – пробуренные: а) поисковые; б) разведочные; в) эксплуатационные;
- 2 – ликвидированные по причинам: а) геологическим; б) техническим; в) технологическим;
- 3 – контрольно-наблюдательные; 4 – переведена на карбон;
- 5 – давшие при опробовании промышленный приток:
 - а) конденсатного газа; б) нефти; в) нефти с газом;
 - 6 – непромышленный приток газа с водой;
- 7 – изогипсы кровли проницаемых песчаников поддоманиковых отложений;
- 8 – внешние контакты: а) газонефтяной (-3228 м); б) водонефтяной (-3342 м);
- 9 – газ; 10 – нефть

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и толщин пластов

Уровень развития коллекторов от скважины к скважине неодинаков. Наиболее выдержаны по площади и обладают лучшими коллекторскими свойствами «основные» песчаники старооскольского надгоризонта. В них отмечается увеличение толщины проницаемой части к своду структуры. На долю коллектора здесь в среднем приходится приблизительно от трети до половины толщины пачки.

В сводовых скважинах часто наблюдается тонкое (первые метры) переслаивание проницаемых и непроницаемых прослоев. Лишь изредка их толщина может увеличиваться до 10 и более метров (скважина № 104 – 11,4 м, скважина № 21 – 14,6 м). В периферийных частях залежи пласты-коллекторы представляют собой отдельные прослои в толще непроницаемых пород.

Значения средневзвешенных продуктивных толщин по скважинам в газонасыщенной части разреза варьируют от 2 (скважина № 26) до 82,6 м (скважина № 107), в нефтенасыщенной – от 4 (скважина № 24) до 42,9 м (скважина № 26). Наибольшие величины характерны для сводовых и присводовых частей структуры. В таблице 1 представлены характеристики толщин продуктивных пластов.

Таблица 1 – Статистические характеристики толщин пластов и непроницаемых разделов

Толщина	Наименование характеристики	Зона пласта (горизонта)		По пласту в целом
		газовая	нефтяная	
Общая	средневзвешенные значения толщин $h_{обш}$, м			362
	коэффициент вариации			0,03
	интервал изменения, м			354–379
Газонасыщенная (нефтенасыщенная)	средневзвешенные значения толщин $h_{обш}$, м	173	45	
	коэффициент вариации	0,29	0,69	
	интервал изменения, м	20–233	7–111	
Эффективная	средневзвешенные значения толщин $h_{эф}$, м	28,21	9,8	–
	коэффициент вариации	0,64	1,62	–
	интервал изменения, м	2–82,6	4–42,9	
Непроницаемых разделов	средневзвешенные значения толщин $h_{нр}$, м	7,26	6,28	–
	коэффициент вариации	2,88	2,17	–
	интервал изменения, м	0,2–76,2	0,2–37,6	

Пористость, определённая по ГИС, колеблется по скважинам от 8,3 (скважина № 105) до 12,2 % (скважина № 103). Средневзвешенная по площади составляет для газовой части залежи 9,2 %, для нефтяной – варьирует в зависимости от участка в пределах 9,2–9,9 %. Среднее значение проницаемости по керновым определениям составляет $4,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² при колебаниях от 0,2 до $54 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средняя принятая газонасыщенность залежи составляет 84 %, нефтенасыщенность – 80-84 %.

Физико-химические свойства пластовых флюидов

Исследования состава и свойств пластового флюида терригенных поддоманиковых отложений проводились в процессе разбуривания и разработки месторождения по пробам, отобраным после разделения продукции в сепараторе, и неотсепарированной смеси на устье скважин.

Начальный состав пластовой газоконденсатной смеси был исследован при опробовании интервала 3065,0–3258,7 м (D_{2st}) в скважине № 21. При начальных термобарических условиях ($p_{пл} = 34,9$ МПа и $t_{пл} = 68,2^\circ\text{C}$ на абсолютной отметке минус 3180 м) пластовый газ на 90,1 мол. % состоит из газовых компонентов $C_1 - C_4$. Доля углеводо-

родных компонентов составляет N_2 – 2,9 и CO_2 – 0,3 мол. %. Содержание стабильного конденсата в пластовом газе в пересчете на «сухой газ» составило 397 г/м³.

Начальный состав и свойства стабильного конденсата, принятые по результатам исследования скважины № 21, характеризуются плотностью – 742 кг/м³, молекулярной массой 133,4, при этом выход фракций, выкипающих до 200°C, составляет 64 и 88 объем. %, выкипающих до 300°C.

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

В контуре поддоманиковой залежи пробурено 15 скважин, из них 4 ликвидировано, 1 – переведена из-за отсутствия притока на вышележащую залежь восточного купола. Движение фонда показано в таблице 2.

Таблица 2 – Состояние фонда скважин на 01.04.2019 г. по поддоманиковой залежи Печоро-Кожвинского НГКМ

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин	
		по действующему проектному документу	фактически
Фонд добывающих скважин	Пробурено, в том числе:	10	10
	переведены из поисково-оценочных и разведочных	1 (скважина № 21)	1 (скважина № 21)
	возвращены с других горизонтов		
	Всего из числа пробуренных:		
	действующие	5 (скважины №№ 21 и 102-105)	8 (скважины №№ 21 и 102-108)
	бездействующие	–	–
	в освоении после бурения	–	–
	в консервации	1 (скважина № 106)	–
	в ожидании ликвидации	–	–
	переведены на другие горизонты	1 (скважина № 109)*	1 (скважина № 109)*
	ликвидированные:		
	как обводнившиеся при разработке	2 (скважины №№ 107 и 108)	–
по различным причинам	1 (скважина № 101)	1 (скважина № 101)	
Фонд наблюдательных скважин	Всего, в том числе:	2	2
	наблюдательные	2 (скважины №№ 22 и 26)	2 (скважины №№ 22 и 26)
	пьезометрические	–	–
Фонд специальных скважин	Всего, в том числе:	–	–
	для закачки промстоков	–	–
	водозаборные	–	–
	прочие	–	–
Общий фонд скважин	Пробурено, в том числе:	12	12
	поисково-оценочные и разведочные	3 (скважины №№ 21, 22 и 26)	3 (скважины №№ 21, 22 и 26)
	эксплуатационные	5 (скважины №№ 102-106)	8 (скважины №№ 21 и 102-108)
	специальные	–	–
	переведены на другие горизонты	1 (скважина № 109)	1 (скважина № 109)
	Возвращены с других горизонтов	–	–
	Ликвидированы	3 (скважины №№ 101, 107 и 108)	1 (скважина № 101)
	Всего на балансе предприятия	11	11

* скважина № 109 пробурена на Д3-Д2, по причине отсутствия притока переведена на вышележащую залежь С2-С1.

Эксплуатация месторождения началась с 1972 года одной скважиной № 21. В конце 1984 и в начале 1986 года вступают в разработку ещё две скважины №№ 103 и 102. В конце 1994 года добывающий фонд возрастает за счёт ввода четырёх новых скважин №№ 104, 105, 107 и 108 и в середине 1999 года – скважина № 106. По состоянию на 01.01.2019 г. на балансе ВГПУ находятся 10 скважин. Эксплуатационный фонд насчитывает 8 скважин, из них все работающие (скважины №№ 21, 102, 103, 104, 105, 106, 107 и 108). Две скважины используются как контрольно-наблюдательные (скважины №№ 22 и 26).

Скважины эксплуатируются с дебитами от 10 до 100 тыс. м³/сут, устьевыми давлениями 4,1–10,2 МПа, рабочей депрессией 0,8–15,2 МПа.

Эксплуатация скважин осуществляется по НКТ, защищая эксплуатационные колонны от коррозионного воздействия флюида. Присутствие в составе газа СО₂ из-за его низкого содержания (0,34 %) не вызывает интенсивного коррозионного разрушения. В процессе дальнейшей разработки месторождения будут изменяться условия эксплуатации скважин, поэтому необходимо продолжить контроль за коррозионной активностью флюида по образцам-свидетелям по стандартной методике.

Минимально необходимые для выноса конденсата скорости по скважинам Печоро-Кожвинского НГКМ для интервала забойных давлений от 7,3 до 16,3 МПа составляют 0,95–0,57 м/с. В скважинах №№ 21, 102, 103, 104, 107 и 108 обеспечивается требуемая скорость выноса жидкости с забоев. Исключением являются скважины №№ 105 и 106. Из-за низкого дебита газа (10–20 тыс. м³/сут.) по ним не обеспечиваются условия для стабильного выноса жидкости, скважины работают в пульсирующем режиме, вынос углеводородной жидкости по скважине № 105 происходит с периодичностью раз в шесть суток, а по скважине № 106 – через 15–18 часов.

Низкопродуктивная скважина № 105 при существующей схеме подготовки ($p_{\text{сеп}} = 4,5$ МПа) самостоятельно работать не может, в связи с чем переведена на работу по схеме газлифтной эксплуатации с подачей в затрубное пространство газа из высокодебитной скважины № 107. Низкодебитные скважины №№ 103 и 104 в настоящее время работают по замерной линии при давлении на входе на УКПГ 4,59 и 4,06 МПа соответственно.

Динамика добычи углеводородов

По состоянию на 01.01.2019 г. за весь период разработки по поддоманиковой залежи отобрано 2556,556 млн м³ сухого газа и 597,485 тыс. тонн стабильного конденсата. Распределение суммарных отборов газа по действующему фонду скважин представлено на карте разработки (рис. 6).

Основная доля отборов приходится на сводовые скважины. Так, по состоянию на 01.01.2019 г. скважина № 21 – 38,9 %, скважина № 102 – 29,8 % и скважина № 103 – 10,5 %. Суммарная добыча по ним составила 2022,3 млн м³ (79,2 %) от общего по объёму. Наилучшую продуктивность в течение всего периода эксплуатации имеют скважины №№ 21 и 102. Фильтрационные параметры в зоне дренирования скважины № 103 практически с начала её эксплуатации имеют тенденцию снижения из-за двухфазной фильтрации

По данным исследований скважин №№ 21, 102, 104 и 107 они относятся к скважинам «сухого» поля, продукция этих скважин представляет собой чисто пластовый газ.

В добываемой продукции скважин №№ 103 и 108 с самого начала их эксплуатации наблюдается поступление дополнительного жидкого флюида, текущие исследования также подтвердили присутствие жидкой фазы в количестве 40,4–51,1 г/м³. На основании исследования физико-химических свойств и состава добываемых флюидов по скважинам №№ 105 и 106 также присутствует дополнительный пластовый флюид в количестве примерно 170,0–260,0 г/м³.

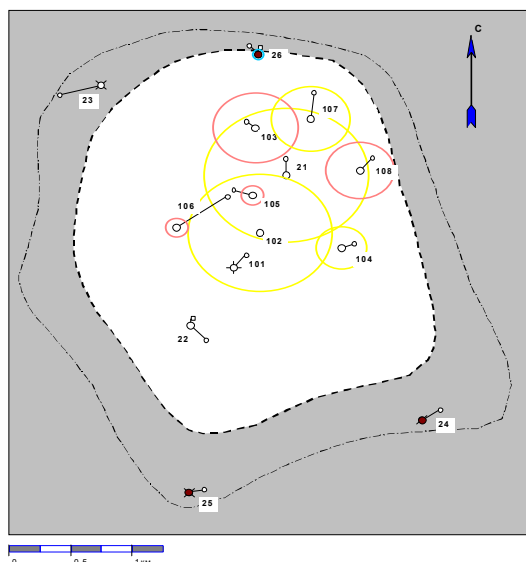


Рисунок 6 – Карта разработки Печоро-Кожвинского НГКМ по состоянию на 01.01.2019 г.

Динамика пластового давления и дренируемых запасов

Контроль за динамикой пластовых давлений ведётся путём замеров статических устьевых и пластовых давлений. Характер изменения давления во времени показывает, что пластовое давление продолжает снижаться. Темп снижения пластового давления по скважинам изменяется в достаточно широком диапазоне от 0,027 до 0,096 МПа/мес. Контроль за динамикой пластовых давлений в целом по залежи ведётся на основе карт изобар. Так, распределение давления по всей газовой части поддоманиковой залежи представлено на карте изобар (рис. 7).

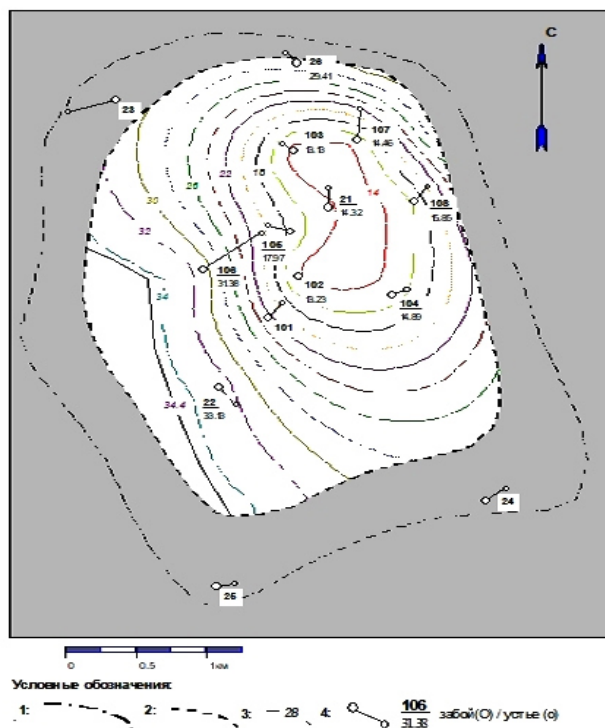


Рисунок 7 – Карта изобар по поддоманиковой залежи Печоро-Кожвинского НГКМ по состоянию на 01.01.2019 г., приведённая к отметке средневзвешенной плоскости минус 3113 м

При составлении карт изобар все давления приводятся на отметку средневзвешенной плоскости минус 3113 м (уровень, соответствующий 2/3 высоты газовой шапки), из условия его равномерного распределения по вертикали путём линейной экстраполяции от свода к контуру. Карты изобар за весь срок разработки показывают, что характер распределения давления во времени практически не меняется, давление продолжает синхронно снижаться.

В результате длительной эксплуатации сводовой части залежи ограниченным фондом скважин, сформировалась глубокая депрессионная воронка с перепадом давления до 17,06 МПа (скважины №№ 106–21), что свидетельствует о затруднённой газодинамической связи залежи с периферией (см. рис. 7). На 01.01.2019 г. пластовое давление, средневзвешенное по объёму порового пространства, для газовой части (минус 3228 м) составило 20,88 МПа, в зоне дренирования 14,98 МПа.

Разработка основного объекта месторождения осуществляется при газовом режиме. В продукции эксплуатационных скважин признаков пластовых вод в попутных жидкостях не фиксировалось. Скважины выносят с продукцией преимущественно конденсатогенные воды, либо их смесь с техногенными. Наличие примеси пластовой воды отмечалось только в контрольно-наблюдательной скважине № 26, расположенной в непосредственной близости к контуру продуктивности, в 1997 году.

Литература

1. Оперативный подсчёт запасов газа в поддоманиковых терригенных отложениях Печоро-кожвинского ГКМ по состоянию на 01.01.1996 г.: отчёт // СеверНИПИГаз; Ответственный исполнитель Т.Г. Гринько. – Ухта, 1996. – 168 с.
2. Проект разработки Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения: отчёт о НИР (заключит.) // Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «СеверНИПИГаз»; Руководитель А.В. Назаров. – Ухта, 1999. – 320 с.
3. Авторское сопровождение проектов разработки месторождений Тимано-Печорской провинции: этап 21, часть 2. Печоро-Кожвинское НГКМ // ООО «ВНИИГАЗ» филиал «СеверНИПИГаз»; Руководитель А.В. Назаров. – Ухта, 2005.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
15. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.

18. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Расчёт производительности вертикальных и горизонтальных скважин при возможном прорыве газа и воды // Сборник научных трудов «Гипотезы. Поиск. Прогнозы». – Краснодар, 2000. – № 9. – С. 302–308.
19. Кардашев С.А., Савенок О.В. Анализ результативности и совершенствование технологий предотвращения отложения парафинов на оборудовании скважин Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и инновационные технологии в области естественных наук».
20. Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 9. – 28 с.
21. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 3 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
22. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
23. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О выделении сложных коллекторов при бурении скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 17–21.
24. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.
25. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

References

1. Operative estimation of gas reserves in subdomanic terrigenous sediments of the Pechora-Kozhvin gas and condensate field as of 01.01.1996: report // SeverNIPigaz; responsible executor T.G. Grinko. – Ukhta, 1996. – 168 p.
2. Project of Pechoro-Kozhvin oil-gas-condensate field development: research report (conclusions) / SeverNIPigaz branch of VNIIGAZ LLC; Contractor A.V. Nazarov. – Ukhta, 1999. – 320 p.
3. Author's support of field development projects of the Timan-Pechora province: phase 21, part 2. Pechoro-Kojvin Oil and Gas Condensate Field // VNIIGAZ LLC, Sever-NIPigaz branch; Head of the project A.V. Nazarov. – Ukhta, 2005.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital Underground Repair of Oil and Gas Wells: in 4 volumes. - Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Polygraphic Plant, 2004. – 620 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-engineering, 2020. – 244 p.
8. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results: a training manual. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
13. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
14. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions of the onset of mining complication factors // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.

15. Development of physical and chemical models and methods of forecasting the state of reservoir rocks / D.A. Berezovsky [et al.] – 2014. – № 9. – P. 84–86.
16. Technologies and principles of multi-horizon field development / D.A. Berezovskiy [et al.] // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
18. Griguletsky V.G., Korotkov S.V. Calculation of productivity of vertical and horizontal wells with possible gas and water breakthrough // Collection of scientific papers «Hypotheses. Search. Prognosis». – Krasnodar, 2000. – № 9. – P. 302–308.
19. Kardashev S.A., Savenok O.V. Analysis of performance and improvement of technologies of prevention of paraffin deposition on the well equipment of Pechora-Kozhva oil-gas-condensate field // Collection of papers of International scientific-practical conference «Actual problems and innovative technologies in the field of natural sciences».
20. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental studies of hydrodynamic stability mechanisms of sandstone // Mountain Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate Article (Special Issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 9. – 28 p.
21. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 3 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
22. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
23. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On the allocation of complex reservoirs when drilling wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2013. – № 9. – P. 17–21.
24. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of the database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of admission December 24, 2012. Registered in the Register of databases on February 07, 2013.
25. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Russian patent number 2579039. Method for the development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of filing: April 24, 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G., Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.