

УДК 550.812 + 622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS AND DEVELOPMENT
FEATURES OF THE ZAPADNOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

Смирнов Дмитрий Сергеевич

студент направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный технический университет
dmitriy_smir@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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 рассматривается геолого-промысловая характеристика участка залежи Западного нефтегазоконденсатного месторождения, которое вытянуто вдоль правого берега реки Печора. Представлены литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений, тектоническое строение месторождения, газонефтеносность, фильтрационно-емкостные свойства пород по керну, физико-химическая характеристика газа и конденсата, гидрогеологическая характеристика месторождения. Проанализировано текущее состояние разработки участка массивной газоконденсатной залежи Западного нефтегазоконденсатного месторождения. Описывается характеристика фонда скважин, динамика добычи газа, конденсата, воды по участку залежи, результаты начальной газоконденсатной характеристики. Представлена физико-химическая характеристика «сухого» газа и конденсата, характеристика жидких флюидов. Также проведён анализ способов и режимов эксплуатации скважин и анализ добычи газа по скважинам и в целом по месторождению.

Ключевые слова: геолого-промысловая характеристика месторождения; оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод; анализ состояния разработки месторождения; динамика добычи газа, воды, конденсата по участку залежи; удельные показатели разработки; геолого-технологические мероприятия; расчёт коэффициента продуктивности.

Smirnov Dmitry Sergeevich

Student Training Direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»,
Ukhta State Technical University
mateichuklv@gmail.com
dmitriy_smir@mail.ru

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 discusses the geological and production characteristics of the section of the Zapadnoye oil and gas condensate field, which is stretched along the right bank of the Pechora River. The lithological and stratigraphic characteristics of the exposed deposits, the tectonic structure of the field, gas and oil content, filtration and capacity properties of rocks by core, physicochemical characteristics of gas and condensate, hydrogeological characteristics of the field are presented. The current state of development of a section of a massive gas condensate reservoir of the Zapadnoye oil and gas condensate field has been analyzed. The characteristics of the well stock, the dynamics of gas, condensate and water production in the area of the deposit, the results of the initial gas condensate characteristic are described. The physicochemical characteristics of «dry» gas and condensate, the characteristics of liquid fluids are presented. Also, the analysis of the methods and modes of well operation and the analysis of gas production by wells and in the field as a whole was carried out.

Keywords: geological and commercial characteristics of the field; assessment of the regime and nature of the probable movement of formation waters; analysis of the state of field development; dynamics of gas, water, condensate production in the area of the deposit; specific indicators of development; geological and technological activities; calculation of productivity index.

Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Скважинами в аллохтонной части вскрыт разрез осадочного чехла, представленный пермскими и каменноугольными отложениями, включая нижнетурнейские слои (скважины №№ 38, 39, 52, 55 и 221). В связи с тем, что основная газоконденсатная залежь приурочена к аллохтонной части разреза, отложения, присутствующие только в автохтоне, характеризуются менее подробно.

Верхний ордовик – O_3 . В скважине № 58 к позднему ордовику с большой долей условности отнесены призабойные 31 м. Керн (1,2 м) представлен глинисто-доломитовой чёрной породой с прослоями и включениями светло-серого (молочного цвета) ангидрита.

Силурийская система – S. Силурийские осадки представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел – S_1 . Отдел сложен доломитами с редкими прослойками известняков, местами глинистых, и аргиллитов. Вскрытая скважиной № 58 толщина составляет 637 м.

Верхний отдел – S_2 . Породы согласно залегают на нижнесилурийских отложениях и с перерывом перекрываются в погружённых частях площади раннедевонскими образованиями. Нижняя четверть разреза сложена доломитами. Остальная часть представлена известняками и мергелями с прослоями доломитов, алевролитов и аргиллитов. Вскрытая толщина в скважине № 58 равна 341 м.

Девонская система – D. Осадки системы представлены всеми отделами.

Нижний отдел – D_1 . Отложения отдела залегают согласно на верхнесилурийских породах. Нижняя, преобладающая, часть сложена известняками с прослоями аргиллитов, верхняя – 35–40 метровой толщиной доломита. Вскрытая толщина изменяется от 123 м (скважина № 42) до 140 м (скважина № 58).

Средний отдел – D_2 . Отдел сложен породами эйфельского и живетского ярусов, с перерывом залегающими на нижележащих осадках.

Эйфельский ярус – D_{2ef} . Разрез представлен переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников и известняков. Толщина изменяется от 225 м (скважина № 58) до 241 м (скважина № 42).

Живетский ярус – D_{2zv} . Ярус выделен в объёме старооскольского надгоризонта. Осадки представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина изменяется от 11 м (скважина № 51) до 38 м (скважина № 52).

Верхний отдел – D_3 . Отдел представлен франским и фаменским ярусами.

Франский ярус – D_{3f} . Ярус сложен осадками ниже-, средне- и верхнефранских подъярусов (D_{3f_1} , D_{3f_2} и D_{3f_3}).

Нижнефранский подъярус – D_{3f_1} . В разрезе нижнефранского подъяруса вскрыты нерасчленённые отложения джьерского и тиманского горизонтов. Осадки яранского горизонта отсутствуют.

Продольный геологический разрез по линиям скважин представлен на рисунках 1 и 2.

Джьерский и тиманский горизонты ($D_3dzt + D_3tm$). Осадки залегают трансгрессивно на старооскольских отложениях и сложены аргиллитами и алевролитами с редкими прослоями известняков и песчаников.

Доманиковский горизонт (D_3dm). Горизонт сложен почти чёрными глинистыми известняками, Толщина горизонта колеблется от 19 м (скважина № 58) до 66 м в скважине № 51 и увеличивается к северо-востоку.

Верхнефранский подъярус – D_{3f_3} . Породы представлены известняками, мергелями и аргиллитами. Наблюдается чередование слоёв, иногда очень частое и тонкое. Толщина на площади увеличивается к северу от 30 м (скважина № 58) до 94 м в скважине № 40.

Фаменский ярус – D_{3fm} . Ярус представлен породами ниже- и верхнефаменского подъярусов.

Нижнефаменский подъярус – D_{3fm_1} . Нижняя часть подъяруса сложена мергелями, средняя и верхняя – известняками. Встречаются прослои аргиллита. Вскрытая скважиной № 40 максимальная толщина отложений в автохтоне составляет 248 м.

Верхнефаменский подъярус D_{3fm_2} . Разрез представлен переслаиванием известняков с мергелями и аргиллитами. Вскрытая максимальная толщина в автохтоне равна 222 м в скважине № 40.

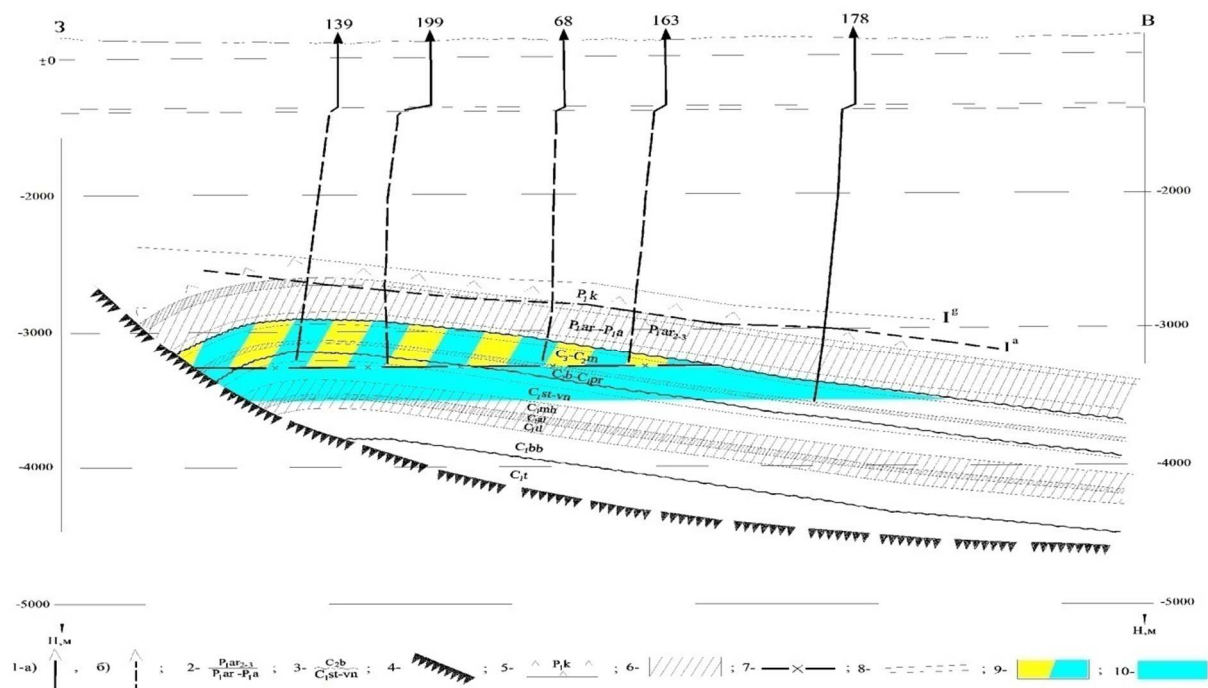


Рисунок 1 – Продольный геологический разрез по линиям скважин №№ 139, 199, 68, 163 и 178:
 1 – скважины пробуренные: а) на профиле, б) снесённые на профиль;
 2 – стратиграфические границы; 3 – перерыв в осадконакоплении;
 4 – линии регионального взбросо-надвига;
 5 – ангидритовая покрывка залежи кунгурского возраста нижней перми;
 6 – терригенные и карбонатно-терригенные породы верхнесартинского подъяруса нижней перми и алексонского горизонта нижнего карбона; 7 – начальный ГВК на отметке – 3316 м;
 8 – отражающие площадки; 9 – «переходная» зона сложного флюидонасыщения; 10 – водонасыщенность

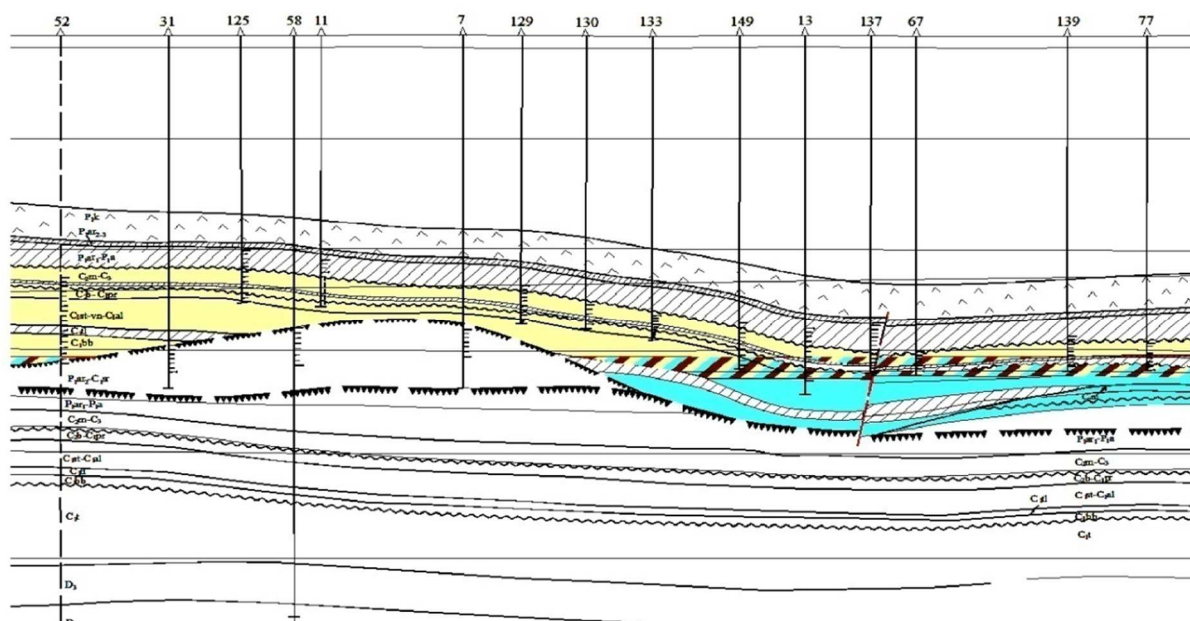


Рисунок 2 – Продольный геологический разрез через скважины №№ 52, 31, 125, 58, 11, 7, 129, 130, 133, 149, 13, 137, 67, 139 и 77: 1 – скважины пробуренные: а) на профиле, б) снесённые на профиль; 3 – стратиграфические границы; 4 – перерыв в осадконакоплении;
 5 – линия регионального надвига; 6 – карбонатно-глинистые породы;
 7 – низкопоровые уплотнённые (неколлекторы) породы; 8 – ангидриты кунгурской покрывки;
 9 – начальный ГВК на отметке – 3316 м; 10 – водонасыщенность;
 11 – «переходная» зона сложного флюидонасыщения

Каменноугольная система – С. Отложения каменноугольной системы представлены осадками всех отделов.

Нижний отдел – C_1 . Отдел сложен породами турнейского, визейского и серпуховского ярусов.

Турнейский ярус – C_{1t} . Ярус сложен отложениями нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнетурнейский подъярус – C_{1t_1} . Отложения подъяруса представлены тёмно-серыми и серыми, часто глинистыми известняками с прослоями доломитов и аргиллитов.

Толщина отложений подъяруса автохтонной части разреза в среднем составляет 610 м, в аллохтоне максимально вскрытая толщина составила 593 м в скважине № 50.

Верхнетурнейский подъярус – C_{1t_2} . Разрез сложен толщей известняков органо-генно-детритовых, обломочных, неравномерно глинистых, массивных, часто перекристаллизованных. Встречаются прослои доломитов.

Толщина подъяруса в автохтоне составляет в среднем 146 м при колебаниях от 76 м (скважина № 226) до 486 м в скважине № 50. В аллохтоне полностью вскрытая скважинами толщина равна 84 м (скважина № 42) и 133 м (скважина № 38), а в скважине № 221 не полностью пройденная толща достигла 637 м. Данное обстоятельство, возможно, связано со сдвоением разреза.

Визейский ярус – C_{1v} . Отложения визейского яруса с размывом залегают на турнейских и представлены осадками ниже- и верхневизейского подъярусов.

Нижневизейский подъярус – C_{1v_1} . Разрез подъяруса представлен осадками кожимского надгоризонта.

Кожимский надгоризонт – (C_{1kz}) выделен в объёме бобриковского горизонта.

Толщина отложений бобриковского горизонта составляет по автохтонной части разреза в среднем 134 м (123-145 м), в аллохтонной – 157 м при колебаниях от 30 м (скважина № 224) до 226 м (скважины №№ 39 и 221) и при не полностью вскрытом разрезе на южном куполе до 320 м (скважина № 231).

Верхневизейский подъярус – C_{1v_2} . Разрез подъяруса представлен осадками окского надгоризонта.

Окский надгоризонт – (C_{1ok}). Надгоризонт выделен в объёме Тульского, Алексинского, Михайловского и Веневского горизонтов.

Тульский горизонт – C_{1tl} . Разрез горизонта сложен известняками глинистыми, тёмно-серыми, мелкокристаллическими, плотными, довольно крепкими, переходящими в мергель почти чёрный с прослоями тёмно-серых аргиллитов, в основном тонкослоистых, пиритизированных. Отмечается доломитизация, часто развитая трещиноватость и наличие углистых включений.

Толщина горизонта в среднем составляет 55 м в автохтонной части разреза, в аллохтонной – 72 м при вариациях от 50 м (скважина № 58) до 161 м (скважина № 52) и в скважине № 59 частично вскрытая толщина составляет 388 м, что может быть связано с расположением её на крутопадающем западном крыле надвига.

Алексинский горизонт – C_{1al} . Отложения представлены толщей переслаивающихся пестроцветных аргиллитов и алевролитов неизвестковистых, слоистых, с прослоями известняков чаще глинистых и доломитов от мелко- до крупнокристаллических, с многочисленными остатками микрофауны и песчаников кварцевых, мелкозернистых. Толщина отложений алексинского горизонта в среднем составляет 33 м при вариациях от 16 м (скважина № 41) до 69 м (скважина № 157).

Михайловский горизонт – C_{1mh} . Отложения представлены известняками серыми, местами с кремовым и буроватым оттенками, мелко-, среднекристаллическими, часто доломитизированными, местами глинистыми, с включениями ангидритов и доломитами коричневато-серыми, тонко-, мелко- и среднекристаллическими, пористыми, мелкокавернозными, плотными, крепкими, сульфатизированными, с сутурами.

Толщина отложений горизонта в среднем составляет 111 м по аллохтонной части разреза, при колебаниях её от 86 до 185 м.

Веневский горизонт – C_{1vn} . Отложения горизонта не расчленены с вышележающими породами серпуховского яруса нижнего отдела.

Серпуховский ярус – C_{1s} . В разрезе выделены нижний и верхний подъярусы.

Нижнесерпуховский подъярус – C_{1s_1} . Осадки представлены нерасчленёнными отложениями веневского (относятся к C_{1v_2}), тарусского и стешевского горизонтов.

Веневский + Тарусский + Стешевский горизонты – $C_{1vn} + tr + st$. Рассматриваемые горизонты сложены мощной толщей известняков серых, коричневато-серых, мелко- и среднекристаллических, крепких, часто доломитизированных, перекристаллизо-

ванных, и доломитов коричневато-серых, микрокристаллических, крепких, массивных, пористых и сульфатизированных с редкими прослоями чёрных аргиллитов. В приповерхностной части встречаются прослои кварцевых песчаников и алевролитов. Толщина отложений составляет в среднем 146 м.

Верхнесерпуховский подъярус – C_1s_2 . Подъярус выделен в объёме протвинского горизонта.

Протвинский горизонт – C_1rg . Отложения представлены известняками светло- и тёмно-серыми, кремеватыми, в верхней части разреза красными, зеленоватыми, от мелко- до крупнокристаллических, крепкими, массивными, пористыми, нередко доломитизированными, и реже доломитами светло-серыми, кремевыми, местами тёмно-серыми, мелко- и среднекристаллическими, крепкими, сульфатизированными, прослоями мелкокавернозными и пористыми, с прослойками тёмно-коричневых аргиллитов и мергелей. Толщина отложений протвинского горизонта в среднем составляет 40 м при изменениях от 20 до 68 м.

Средний отдел – C_2 . Осадки с перерывом залегают на эрозионной поверхности отложений протвинского горизонта и представлены породами башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус – C_2b . Разрез яруса сложен преимущественно доломитами и известняками светло-серыми с буроватым оттенком, реже серыми, органогенно-детритовыми крепкими, мелкокристаллическими, часто перекристаллизованными, местами брекчиевидными и глинистыми, со стяжками кремня и гнёздами ангидрита, встречаются переходные разности основных пород. Участками доломиты преобладают в разрезе (скважины №№ 7, 28 и 33). Наблюдаются прослои аргиллитов кремневых, местами пестроцветных. Местами развиты окремнение и трещиноватость. Толщина отложений яруса составляет в среднем 50 м и возрастает с севера на юг.

Московский ярус – C_2m . Практически весь разрез яруса представляет собой единую пачку высокопористых пород – доломитов и известняков.

Известняки светло-серые с кремевым оттенком, коричневато-серые, мелко-среднекристаллические, пористые, доломитизированные, местами с сутурами и обилием микрофауны. Доломиты светлые с кремевым оттенком, почти белые, от мелко- до среднекристаллических, реликтово-органогенной обломочной структуры, пористые и мелкокавернозные, массивные, крепкие, выщелоченные, трещиноватые.

В основании залегают пачка глинистых, серых, тёмно-серых известняков иногда с тонким переслаиванием более светлых разностей известняков и доломитов, с прослоями глин (до трёх-четырёх) толщиной от 0,5 до 6 м. Толщина яруса колеблется от 106 до 257 м, составляя в среднем 140 м.

Верхний отдел – C_3 . Разрез верхнего отдела представлен в неполном объёме и выделяется условно, так как не имеет чёткой фаунистической привязки. Сложен детритовыми и органогенно-обломочными известняками, серыми и тёмно-серыми, мелкокристаллическими, массивными, пористыми, местами доломитизированными и глинистыми доломитами, серыми, пелитоморфными, массивными, крепкими. Развита трещиноватость, стилолиты, отмечается окремнение. Толщина отложений отдела составляет в среднем 25 м.

Пермская система – P . Отложения пермской системы с перерывом залегают на известняках верхнего карбона и представлены осадками нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел – P_1 . Отдел выделен в полном объёме. Толщина осадков отдела резко увеличивается в южном направлении, в основном за счёт кунгурских пород с 380–425 м (скважины №№ 89 и 90) до 823–941 м (скважины №№ 26 и 25).

Ассельский ярус – P_1a . Отложения яруса с перерывом залегают на известняках верхнего карбона и представлены известняками, в основном глинистыми, тёмно-серыми, органогенно-детритовыми с прослоями доломитов серых, пелитоморфных, и тёмно-серых алевролитов и аргиллитов. В нижней части разреза породы пестроцветные. Толщина отложений яруса в среднем составляет 57 м.

Сакмарский ярус – P_1s . Отложения сложены известняками серыми, тёмно-серыми, пылеватыми, мелко- и среднекристаллическими, прослоями глинистыми, местами доломитизированными и переходящими в доломиты аналогичных цветов, тонкокристаллические. Встречаются прослои мергелей и аргиллитов. Породы интенсивно окремнённые, широко развиты трещины шириной до 1–3 мм.

Толщина отложений сакмарского яруса составляет в среднем 123 м.

Артинский ярус – P_{1ar} . Ярус представлен осадками нижнего (карбонатная толща) и верхнего (терригенная толща) подъярусов.

Нижнеартинский подъярус – P_{1ar_1} . Разрез слагают известняки серые, тёмно-серые, глинистые, детритовые, местами окремнённые, вверх по разрезу переходящие в мергели.

Толщина осадков подъяруса в среднем составляет 93 м по аллохтонной части разреза, в автохтоне данные отложения срезаны надвиговым нарушением в большинстве скважин.

Верхнеартинский подъярус – P_{1ar_2} . Отложения представлены аргиллитами и алевролитами темно-серыми, местами известковистыми, с прослоями известняков тёмно-серых, глинистых и мергелей. Породы участками загипсованные и пиритизированные. В нижней части разреза залегают тёмно-серые мергели и глинистые крепкие известняки. Толщина отложений подъяруса составляет по аллохтону в среднем 62 м.

Кунгурский ярус – P_{1k} . Литологически ярус представлен белыми, серыми или бесцветными, слегка голубоватыми ангидритами и глинами с прослоями серых аргиллитов, песчаников и алевролитов сильно сульфатизированных и с включениями ангидритов. Встречаются редкие прослои известняков и линзы гипса. Толща является флюидопором.

Верхний отдел – P_2 . Разрез представлен нерасчленёнными отложениями уфимского, казанского и татарского ярусов ($P_{2u} + kz + t$).

Тектоническое строение месторождения

Согласно схеме тектонического районирования осадочного чехла Тимано-Печорской провинции Западная структура расположена в пределах западной части одноимённой тектонической пластины (структура II порядка), находящейся в северной части внутренней зоны Верхнепечорской впадины (структура I порядка) Предуральского прогиба.

Разрез осадочного чехла Западного месторождения характеризуется наличием двух структурных этажей: верхнего аллохтонного и нижнего автохтонного. С валообразной складкой верхнего этажа связана нижнепермско-каменноугольная нефтегазоконденсатная залежь, являющаяся объектом исследования в данной статье.

Западная структура является принадвиговой фронтальной складкой. Морфологически она представлена сложнопостроенной узкой, длинной, высокоамплитудной, асимметричной антиклиналью субмеридионального простираения. Региональный надвиг осложняет западное крыло структуры.

В 3–4 км к западу плоскость надвига на незначительном протяжении (~ 1 км) выполаживается перед переходом в крутую (50–60°) фронтальную зону. Амплитуда смещения подошвы верхнетурнейских отложений составляет порядка 50–100 м. По кровле турнейских отложений за счёт увеличения мощности верхнетурнейской толщи превышение аллохтонной части разреза над автохтонной составляет 700–800 м. Кровля карбонатных отложений нижней перми в своде Нижненикольской структуры залегает выше, чем в автохтоне на 1000 м и более. Вместе с тем горизонтальное перекрытие одноимённых границ находится в обратном соотношении: большее перекрытие отмечается по кровле турнейских отложений, которое происходит на участке более пологого залегания плоскости надвига, и достигает 9–10 км. Более молодые отложения во фронтальной зоне надвига интенсивно смяты. Их горизонтальное перемещение, конечно же, не меньше, но перекрытие в плане уменьшается до 2–1 км.

Газонефтеносность

Промышленные притоки газа получены практически во всех скважинах, интервалы опробования которых находятся между подошвой кунгурского яруса и поверхностью газоводяного контакта (ГВК).

Максимальные дебиты были приурочены к московской части разреза. Средними дебитами характеризуется бобриковская часть разреза. Пермские объекты в большинстве скважин (кроме скважин №№ 2 и 3) оказались «сухими» или, в лучшем случае, были получены слабые притоки.

Наиболее низкая отметка, с которой получен приток «сухого» газа – минус 3390 м (скважина № 15), а отметка кровли интервала, давшего воду без газа и нефти, – минус 3314 м (скважина № 32). По обобщённым результатам опробования за уровень раздела газа и воды была принята отметка – 3350 м.

Следует отметить, что обе отметки (– 3314 и 3350 м) являются в значительной мере условными, поскольку газосодержащие пласты вскрыты отдельными скважинами как выше, так и ниже ГВК.

Параметры продуктивных пластов (горизонтов) по керну и ГИС.

Фильтрационно-емкостные свойства пород по керну

Коллекторские свойства, газо- и нефтенасыщенность продуктивных пластов оценивались различными методами: по керну, результатам геофизических и гидродинамических исследований.

На стадии разведки месторождения вынос керна в наиболее охарактеризованных отложениях составлял: верхний карбон и московский ярус – 24,4 %, башкирско-протвинские отложения – 8,5 % и нижнесерпуховский ($C_{1st} + tr$) и верхневизейский подъярус ($C_{1vn} + mh$) – 27,4 %.

Наилучшую освещённость эффективных толщин представительным керном имеют верхний карбон и московский ярус: 5,3 и 1,3 образца на 10 м эффективной толщины.

Исследования керна проводились по стандартной методике путём насыщения образцов керосином. В качестве граничного значения пористости для высокопористых коллекторов принято 6 %. Из отложений карбонатной части разреза нижней перми в керне встречено лишь два образца с пористостью более 6 и 14,5 %.

Из бобриковских отложений проницаемый керн не поднят. По литологическому составу и глубине залегания породы горизонта весьма близки к III пласту эйфельского яруса Пашнинского месторождения. Пористость принималась по аналогии равной 11 %.

Средняя пористость поровых коллекторов водонасыщенной части, определённая по 10 образцам, составляет 11,9 %.

Помимо межгранулярной пористости оценивалась ещё и трещиноватая. Для её определения применялось несколько методов: инъекции ртути (32 опр.), сравнение абсолютной и открытой пористости (71 опр.), вычисление пористости трещин по данным определений остаточной воды прямым методом (36 опр.). Полученные разными методами результаты однозначны (0,69–0,72 %), среднее значение трещинной пористости вполне уверенно принято равным 0,7 %.

Пористость по ГИС на стадии разведки месторождения оценивалась по данным НГК, в дальнейшем для её определения привлекался метод АК. За основу принимался метод НГК как наиболее достоверный. Во всех случаях пористость по ГИС оказалась ниже, чем по керну. Расхождения могут быть связаны как с тем, что образцы керна исследовались в атмосферных условиях, так и с тем, что определениями по ГИС охвачена вся залежь, тогда как керном изучена преимущественно сводовая часть.

Нижний предел проницаемости для газонасыщенных коллекторов принят $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Из отложений нижней перми имеется один проницаемый образец ($K_{пр} = 3 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_n = 14,5$ %). Учитывая условно принятую среднюю пористость 6,1 %, проницаемость можно считать равной или несколько большей $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Средняя проницаемость, определённая на стадии разработки (дополнительно изучен 221 проницаемый образец), ненамного превышает пороговые значения. Так, для отложений C_{2m} она снизилась с 236 до $8,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², а для $C_{2b} - C_{1rg}$ – с 49,5 до $1,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². В силу указанных при характеристике пористости причин наиболее достоверной считаем проницаемость, определённую при подсчёте запасов 1972 года.

Средняя проницаемость в водонасыщенной части $3,07 \cdot 10^{-3}$ мкм². Проницаемость трещиноватых коллекторов $40 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Для расчётов средних величин остаточной водонасыщенности использовано 190 образцов с проницаемостью выше $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм². Считается, что в трещинных и трещинно-кавернозных коллекторах остаточная вода связана только с матрицей, остальной объём порового пространства эффективен.

На основании многочисленных лабораторных исследований образцов фоминского керна на остаточную водонасыщенность получена эмпирическая зависимость газонасыщенности (доли ед.) от открытой пористости (%):

$$K_r = 0,5418 \cdot K_{\Pi}^{0,1813}.$$

Значения газонасыщенности определялись разными методами, в диапазоне пористости от 6 до 25 %.

Состав газа сепарации, дегазации, дебутанизации, пластового газа и конденсата

Характеристика пластового газа, газа сепарации и сырого конденсата, состава и свойств добываемого конденсата для начальных термобарических условий изучалась по анализам проб, отобранных по скважинам №№ 2, 3, 8, 7, 11, 12, 14, 21, 26 и 28. Эти скважины вскрыли отложения нижней перми и среднего карбона в интервале глубин 2157–3504 м. Таким образом, количественная и качественная характеристика газа и конденсата изучена по всей продуктивной толще.

В таблице 1 представлен состав пластового газа, состав и свойства добываемого конденсата на начальные пластовые условия Западного НГКМ. Для скважин, расположенных вне зон прорыва закачиваемого газа, содержание метана в газах сепарации составляет 76,28–81,29 мол. %. Содержание пентанов и высококипящих углеводородов составляет 0,37–1,71 мол. %. По содержанию азота газы характеризуются повышенной азотностью (3,99–4,96 мол. %), по концентрации углекислого газа – газы низкоуглекислотные (0,03–0,17 мол. %).

Для скважин, работающих с прорывом тюменского газа, содержание метана в газе сепарации значительно выше и составляет 79,53–97,25 мол. %. Содержание метана напрямую зависит от содержания в нём закачиваемого «сухого» тюменского газа. Содержание азота в газах сепарации прорывных скважин составляет от 0,80 до 4,10 мол. %, пентанов и высококипящих углеводородов 0,29–1,39 мол. % или 24,9–43,4 г/м³. Коэффициент жирности составляет 3,2–21,6.

Газы дегазации по коэффициенту жирности характеризуются как высокожирные и аномально жирные. Плотность газов составляет 2,40 г/см³. Содержание метана 54,5 мол. %, углеводородов C₅₊ 30,50 мол. %.

Дегазированная жидкая продукция состоит в основном из углеводородов C₅₊ + 98,81 мол. %, содержание газообразных компонентов C₁–C₄ составляет 3,1 мол. %.

Таблица 1 – Состав пластового газа, состав и свойства добываемого конденсата на начальные пластовые условия Западного НГКМ

Параметр	Значение параметра
Состав пластового газа, мол. %:	
C ₁	75,10
C ₂	8,90
C ₃	3,60
iC ₄	0,50
nC ₄	1,00
C ₅₊	6,40
N ₂ + редкие	4,40
CO ₂	0,1
Плотность газа, кг/м ³	1,12
Температура начала кипения, °C	44

Окончание таблицы 1

Перегоняются в объём. % при t, °С:	
10	65
20	82
30	98
40	115
50	134
60	158
70	190
80	232
90	291
Температура конца кипения, °С	315
Выход, объём. %	95,5
Остаток, объём. %	3,5
Потери, объём. %	1,0
Плотность, г/см ³	0,7435
Молекулярная масса конденсата	143
Компонентный состав, масс. %:	
бензины	72,00
масла	27,38
парафины	0,55
смолы	отсутствуют
асфальтены	0,05
сера	0,02

По скважинам, выносящим чисто пластовый газ, наблюдаются в основном маловязкие, бессернистые, лёгкие, светлые конденсаты. Все конденсаты имеют близкие значения температур кипения, молекулярной массы, сохраняют текучесть ниже минус 55 °С, состоят на 96–99 объём % из лёгких бензиновых фракций, не содержат твёрдых парафинов и асфальто-смолистых веществ. Плотность конденсатов пластового газа колеблется в пределах 0,676–0,743 г/см³. Особенностью конденсатов пластового газа является низкое содержание серы.

Физико-химическая характеристика вод

На Западном НГКМ уже в процессе разведки и в начальной стадии разработки выявлены и достаточно изучены конденсатогенные (техногенные конденсационные) воды, содержащиеся в атмосфере газоконденсатной залежи в виде паров и при снижении давления переходящие в жидкую фазу в эксплуатационных скважинах, их шлейфах или призабойных зонах. В чистом виде они представляют собой чрезвычайно слабо минерализованные растворы (как правило, менее 1 г/л) гидрокарбонатного натриевого состава (гидрокарбонатнатриевого типа по В.А. Сулину) с ничтожным содержанием хлора, практическим отсутствием брома и йода и повышенной концентрацией сульфат-иона. Натрий-хлорное отношение всегда больше 1 и может достигать 10–20, щелочноземельно-хлорное составляет от 0,2 до 5,5. Сульфат-хлорное отношение достигает 80–125, а гидрокарбонат-хлорное 600–1200, в то время как в пластовых водах их значения не превышают соответственно 0,63 и 0,15.

Пластовые воды уверенно диагностируются по химическим показателям в смесях с конденсатогенными даже при их незначительном содержании. Они хорошо распознаются и в смесях с основным типом техногенных жидкостей и с продуктами солянокислотных обработок скважин, представленными концентрированными растворами хлористого кальция и хлористого магния.

Оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод

Режим разработки залежи предположительно газовый с элементами упруговодонапорного, не компенсирующего падения давления в залежи.

Несмотря на определённые колебания давлений, достаточно чётко видно, что по большинству пьезометрических скважин после длительного периода снижения дав-

лений в последние годы отмечается их относительная стабилизация. Это может являться свидетельством установившейся депрессионной воронки в водоносной части разреза с относительно постоянным подтоком пластовых (главным образом, законтурных) вод к залежи.

Оценка режима разработки основной залежи базируется на сопоставлении упругих и реализованных запасов пластовых вод водонапорного бассейна с объёмом порового пространства залежи, анализе развития депрессионной воронки в пределах залежи в процессе разработки и изменении давлений в пьезометрических скважинах.

Общие упругие запасы воды оценены в 1641,25 млн м³, что несколько превышает первоначальный объём порового пространства, занятого газоконденсатной смесью в пределах залежи. Реально же в залежь может поступить лишь небольшая часть упругих запасов. Поэтому, несмотря на существенное снижение давления в залежи, не наблюдаются большие суммарные водопритоки и значительная компенсация депрессии за счёт внедрения пластовых вод.

Структура фонда скважин

Генеральный план расстановки скважин на основную газоконденсатную залежь Р₂-С Западного месторождения формировался в соответствии с принципами, обоснованными в проектах опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) и разработки. Бурение эксплуатационных скважин было начато в 1968 году по скважине № 12. Залежь разбуривалась без отступлений от генерального плана, не считая необходимых уточнений, связанных с рельефом местности и выдачей резервных точек взамен ликвидированных скважин.

Совмещение ОПЭ с разведкой позволило использовать 43 скважины, из числа которых 25 перевести в эксплуатационные, 2 – в контрольно-наблюдательные. Разбуривание залежи велось с равномерным сгущением сетки с целью выявления зон ухудшенной и улучшенной продуктивности.

Общий фонд скважин по состоянию на 01.01.2015 г. составляет 43 скважины. В числе пробуренных скважин:

- эксплуатационный фонд – 39 скважин:
 - добывающих – 25 (скважины №№ 98, 89, 84, 90, 95, 101, 102, 66, 93, 15, 262, 159, 104, 15, 91, 38, 103, 256, 105, 264, 12, 266, 107, 109 и 108);
 - нагнетательных – 10 (скважины №№ 88, 259, 102, 18, 257, 92, 106, 256, 170 и 187);
 - ликвидировано – 4 (скважины №№ 86, 260, 94 и 69).

До 1990 года происходило увеличение действующего фонда скважин с различной продуктивной способностью. В 1990 году фонд скважин достиг максимального значения 36 единиц. С 1990 по 1996 гг. общий фонд скважин находился в пределах 35 единиц, а с 1998 по 2011 гг. общий фонд скважин состоит из 22 единиц. Увеличение среднесуточного дебита скважин до 1977 года в связи с вводом высокодебитных скважин в действие. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 2.

Динамика добычи газа, воды и конденсата по участку залежи

Динамика добычи газа в целом по участку представлена на рисунке 3.

На рисунке 3 видно, что добыча газа возрастает с начала разработки месторождения 1969 года до 1975 года. В этой точке она достигает своего максимума ($Q_{га-за} = 5500$ млн м³), а затем происходит её резкое падение до 1996 года. Это связано с тем, что система разработки находилась в режиме истощения. С 1996 добыча остаётся примерно постоянной.

С 1978 года происходит рост объёма добычи газа до 1980 года, после чего снова наблюдается уменьшение отборов. В 1993 году падение прекращается, и добыча выравнивается, установившись примерно на одном уровне (≈ 700 млн м³). Накопленная добыча газа находится в постоянном росте. Интенсивное её увеличение заметно с начала разработки до 1990 года. После этого возрастание становится менее заметным.

Таблица 2 – Состояние фонда скважин Западного НГКМ по состоянию на 01.01.2015 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество
Фонд эксплуатационных скважин	Пробурено	43
	в том числе:	
	переведены из поисково-оценочных и разведочных	3
	Всего из числа пробуренных:	39
	добывающие	25
	нагнетательные	10
	бездействующие	–
	в консервации	–
Фонд наблюдательных скважин	ликвидированные	4
	Всего	3
	в том числе:	
	пьезометрические	1
Общий фонд скважин	наблюдательные	2
	наблюдательные (в консервации)	–
	Пробурено	43
	в том числе:	
	контрольно-наблюдательные	2
	эксплуатационные	26
	специальные	3
	Возращены с других горизонтов	–
	Ликвидированы из числа:	
	эксплуатационных	1
разведочных	1	
	Всего на балансе предприятия	43

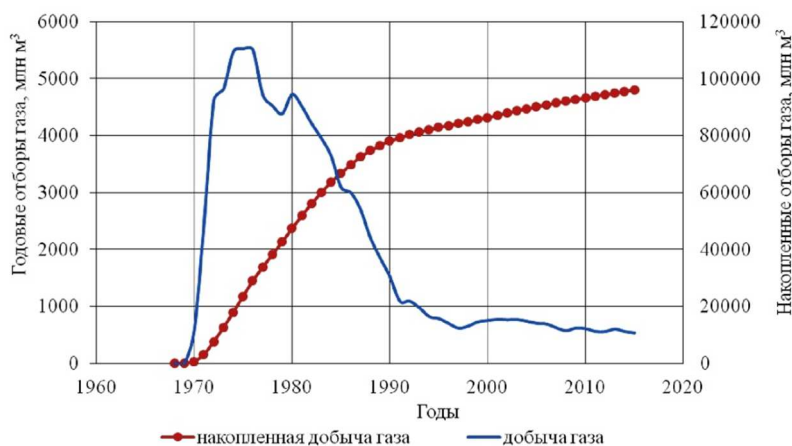


Рисунок 3 – Динамика добычи газа в целом по участку залежи

Динамика добычи конденсата в целом по участку приведена на рисунке 4.

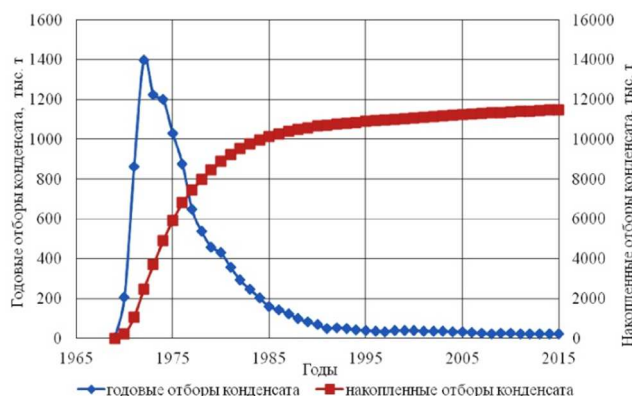


Рисунок 4 – Динамика добычи конденсата в целом по участку залежи

По рисунку 4 можно наблюдать возрастание добычи конденсата с начала разработки месторождения до 1972 года. В 1972 году добыча конденсата достигает своего пика за весь период разработки ($Q_{\text{конденсата}} = 1400$ тыс. тонн). Затем добыча резко уменьшается до 1994 года, после чего плавно продолжает падать. Это связано с тем, что система разработки находилась в режиме истощения. С 1991 года добыча остаётся примерно постоянной. Накопленная добыча конденсата находится в постоянном росте. Резко увеличивается до 1984 года и продолжает плавно расти медленными темпами.

Годовые и накопленные отборы воды и фонд скважин приведены на рисунке 5.

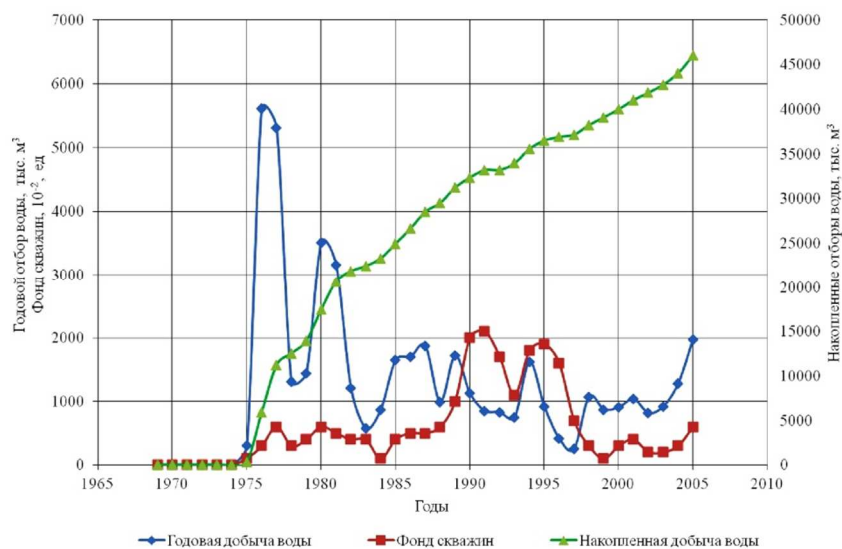


Рисунок 5 – Динамика годовых и накопленных отборов воды

В период с 1968 по 1975 г. скважины участка УКПГ-1 Западного НГКМ эксплуатировались с отсутствием воды в продукции скважин. Впервые вода в продукции скважин появилась в 1975 году на скважине № 19. Из рисунка 5 видно, что годовые отборы воды находятся в постоянном движении и имеют пульсирующий характер с 1975 по 2005 г. В 1976 году годовые отборы, достигнув максимального значения 5,6 тыс. м³, начинают резко падать и к 1992 году достигают минимального значения. С 1997 по 2005 г. отборы воды остаются практически неизменными.

На 01.01.2005 г. накопленный объём воды, добытой с продукцией скважины, составляет 46,0153 тыс. м³. Наибольший годовой отбор воды приходится на скважины №№ 19 и 98 (19,3 и 10,8 тыс. м³).

Удельные показатели разработки

Расчёт коэффициента эксплуатации по скважинам проводится по следующей формуле:

$$K_{\text{экс}} = \frac{t_{\text{раб}}}{t_{\text{раб}} + t_{\text{пр}}}, \quad (1)$$

где $t_{\text{раб}}$ – время работы скважины, сут.; $t_{\text{пр}}$ – время простоя, сут.

Результаты расчётов показаны на рисунке 6.

Из распределения фонда скважин по коэффициенту эксплуатации видно, что 70 % скважин имеют максимальные значения в пределах от 0,9 до 1,0 и примерно по 15 % скважин находятся в других интервалах значений данного коэффициента.

Группируем скважины по коэффициенту эксплуатации и дебитам газа за весь период разработки по группам значений. Как видно из рисунка 6, большинство скважин имеют $K_{\text{экс}} > 0,99$. Это говорит о том, что уровень использования действующих скважин в 2015 году достаточно велик.

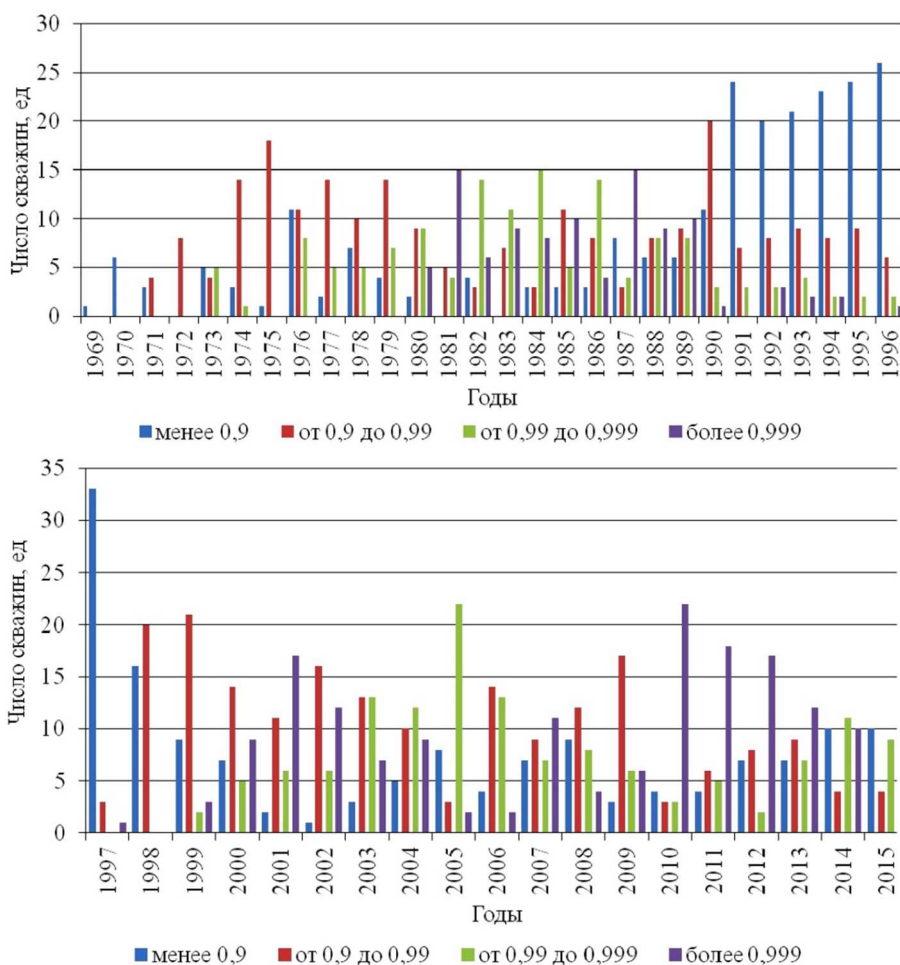


Рисунок 6 – Динамика изменения коэффициента эксплуатации по годам

Рассчитываем дебит газа (тыс. м³/сут):

$$q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{газа}}}{t_{\text{раб}}} \cdot 1000, \quad (2)$$

где $Q_{\text{газа}}$ – отбор газа за год, млн м³; $t_{\text{раб}}$ – время работы скважины, сут.

Результаты расчётов показаны на рисунке 7.

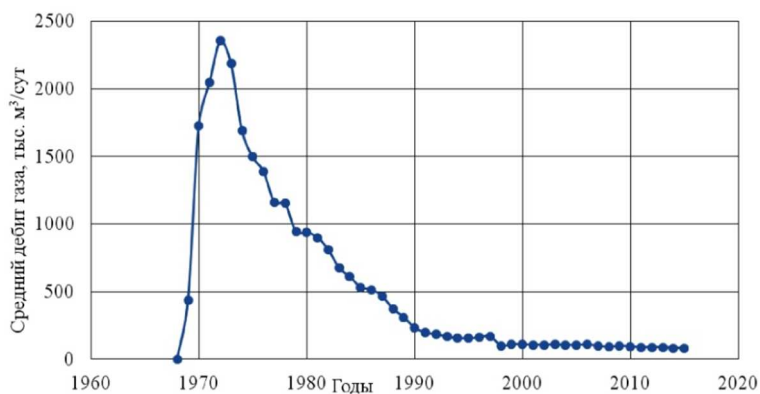


Рисунок 7 – Средний дебит газа по годам

Из рисунка 7 отчётливо видно, что средний дебит месторождения сначала резко возрастал до 1971 года, а затем также стремительно убывал до 1990 года. С 1991 года средний дебит остаётся практически неизменным и не превышает 85 тыс. м³/сут.

В представленных данных о среднем дебите газа заметна тенденция высоких дебитов в начале работы скважины и низких дебитов к концу её эксплуатации. В целом по месторождению дебит максимален в первые 10 лет с начала разработки, после чего наблюдается значительное его падение.

На рисунке 8 построено распределение фонда скважин Западного месторождения по среднесуточным дебитам газа. Можно наблюдать стремительное увеличение количества скважин с начала разработки до 1993 года. Затем долгое время фонд скважин варьируется и примерно равен 22 скважинам.

Следует заметить, что наибольший отбор газа и конденсата на период 2015 года и накопленную добычу с начала разработки имеют скважины №№ 127, 13, 130 и 122. Нулевыми отборами характеризуются скважины №№ 153, 169, 17, 188 и 61. Скважины №№ 153 и 17 также имеют и минимальную накопленную добычу с начала эксплуатации.

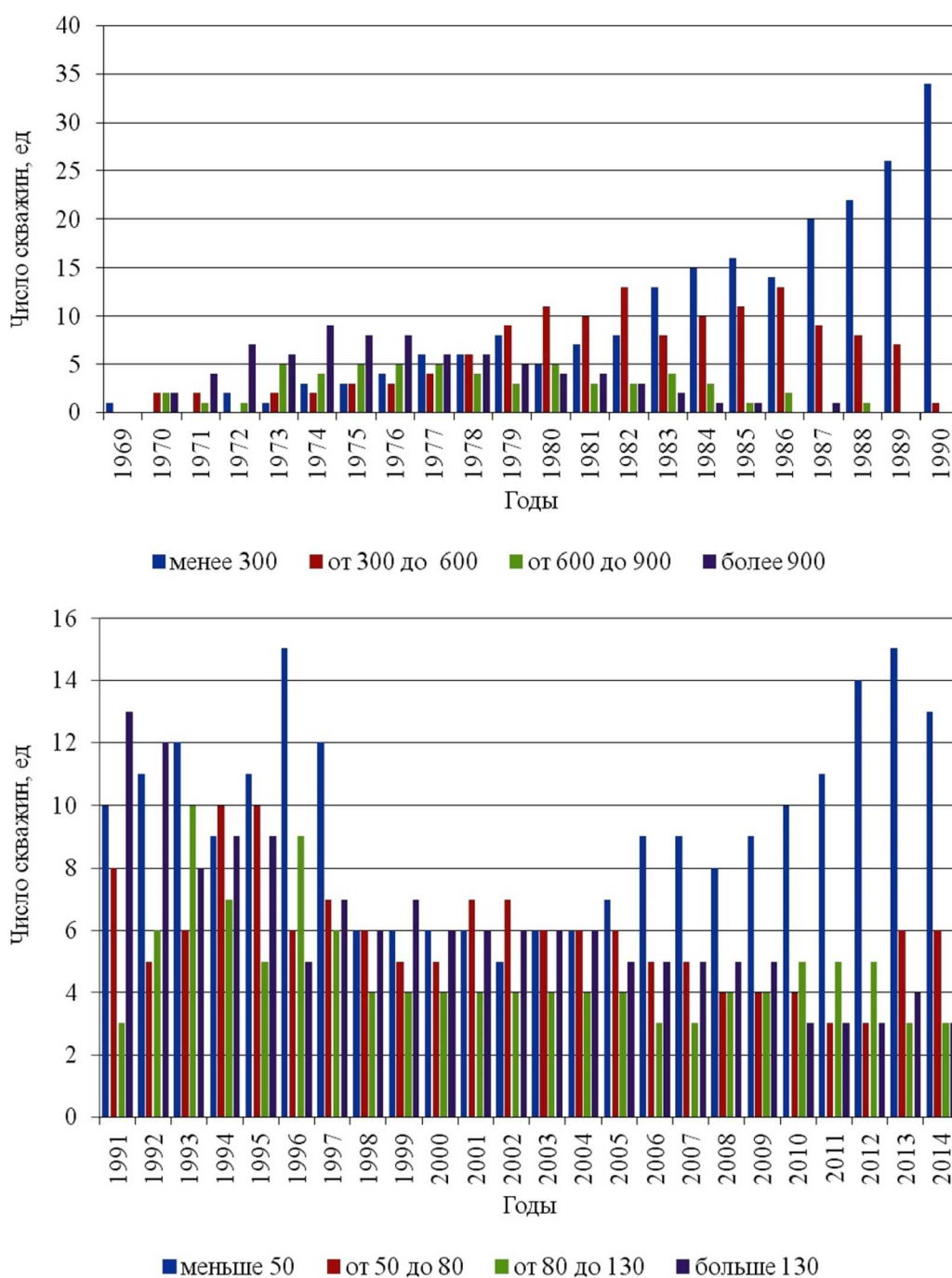


Рисунок 8 – Распределение фонда скважин по среднесуточным дебитам газа (тыс. м³/сут.)

Закачка газа, прорывной газ

Закачка газа в пласт осуществляется с целью поддержания в нём постоянного давления. Газ состоит из углеводородов C_2-C_4 и обладает более лёгким фракционным составом, плотностью и вязкостью по сравнению с газом, находящимся в пласте. Благодаря этому часть «сухого» газа, нагнетаемого в пласт, по трещинам и поровым каналам поступает в добывающие скважины, не вступая во взаимодействие с газом, находящимся в пласте.

В 1997 году началась закачка газа в пласт на скважинах №№ 18, 69, 84, 86, 88, 90, 91, 92, 93, 102, 106, 159, 170, 187, 257 и 259. За период 1997-2015 гг. наибольшая накопленная закачка газа участка залежи приходится на скважину № 259 (2078 млн m^3). На рисунке 9 представлены отборы газа закачки.

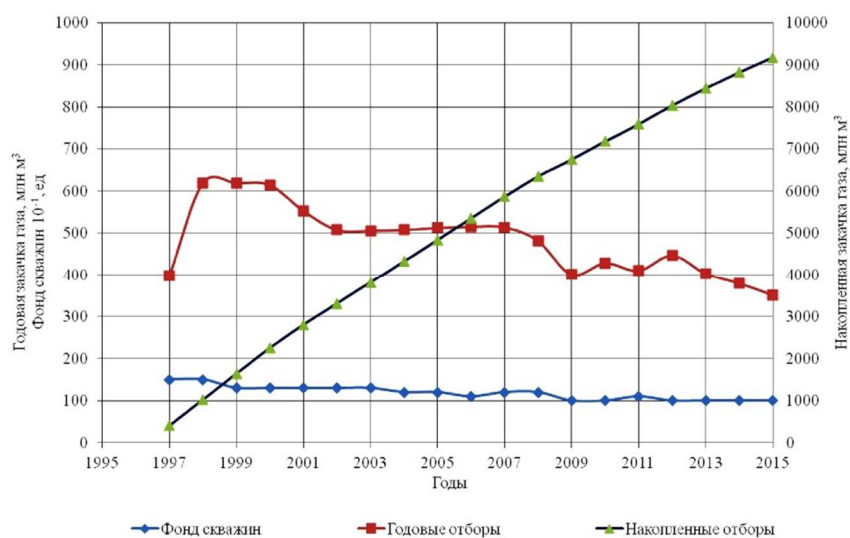


Рисунок 9 – Динамика закачки «сухого» тюменского газа по годам

Из рисунка 9 видно, что годовая закачка газа за период 1998–2015 гг. постепенно падает. Накопленные отборы за период 1998–2015 гг. плавно увеличиваются. В 2015 году накопленная закачка газа составила 9171 млн m^3 .

В 1998 году прорывной газ был обнаружен в продукции скважин №№ 66, 89, 95, 103, 256, 261 и 262. За период 1998–2015 гг. прорывной газ был обнаружен в скважинах №№ 12, 15, 18, 19, 51, 66, 84, 89, 91, 92, 93, 95, 98, 101, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 159, 256, 261, 262, 264 и 266. В 2015 году прорывной газ находился в продукции 26 скважин.

За период 1998–2015 гг. наибольшие накопленные отборы прорывного газа участка УКПГ-1 Западного НГКМ приходятся на скважину № 89 (1254 млн m^3). На рисунке 10 представлены отборы прорывного газа.

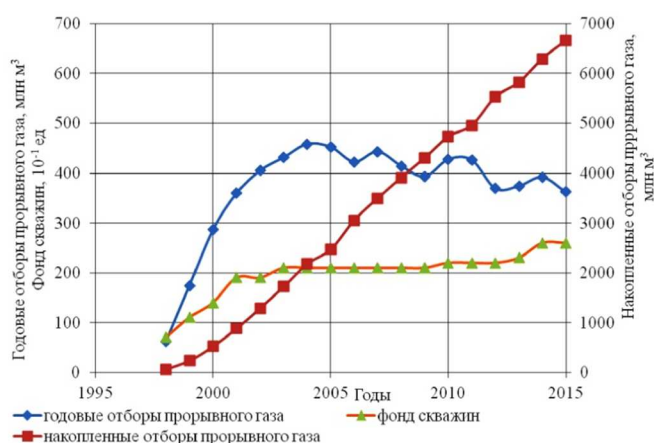


Рисунок 10 – Годовые и накопленные отборы прорывного газа с 1998 по 2015 гг.

Из рисунка 10 видно, что годовые отборы прорывного газа за период 1998–2015 гг. постепенно возрастают. Накопленные отборы за период 1998–2015 гг. также плавно увеличиваются, принимая вид параболической кривой.

Большая доля закачки газа в 2015 году приходится на скважины №№ 89 (20,5 %), 95 (11,9 %) и 261 (10,5 %). Доли наибольших накопленных отборов прорывного газа в 2015 году приходятся на скважины №№ 89 (18,85 %) и 95 (11,1 %).

Геолого-технологические мероприятия

В качестве основных методов с целью обеспечения максимальной добычи углеводородов и получения дополнительной прибыли применяются пеноспиртокислотная обработка (ПСПКО), солянокислотная обработка (СКО), солянокислотная ванна (СКВ) и обработка сухим газом (ОСГ), ПАВ, водоудаление, депарафинизация, глушение скважины многокомпонентным раствором по методике ВНИИнефть. Наибольшее число обработок было проведено в 1979 (10 шт.) и 1982 гг. (8 шт.). Наиболее результативные обработки выполнены в 1989 и 1990 гг. 3 и 4 шт. соответственно, не давшие положительного эффекта – в 1979–1984 гг. Наибольшие положительные результаты дали ПСПКО и СКО пласта. Динамика обработки призабойной зоны скважин представлена на рисунке 11.

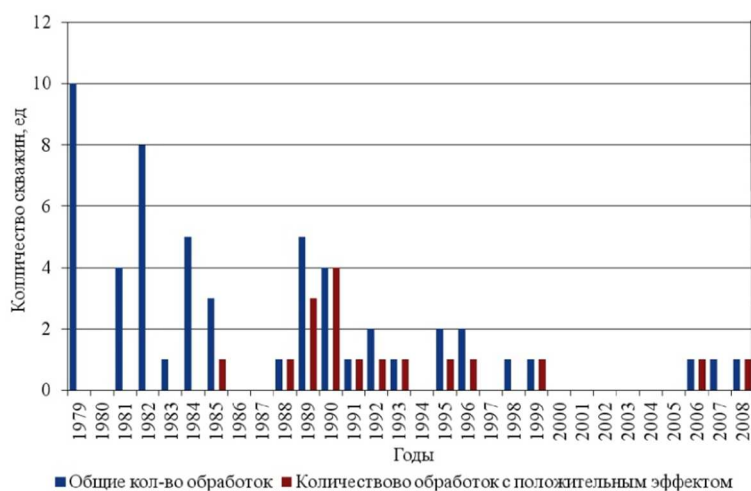


Рисунок 11 – Динамика обработок скважин

Западное НГКМ долгое время разрабатывалось на истощение. Это привело к тому, что пластовое давление упало ниже давления насыщения и конденсат, находящийся в газе, начал выпадать в жидкую фазу и оседать в пласте, что привело к снижению годовых отборов конденсата. В связи с этим для более полного извлечения ретроградного конденсата на участке залежи Западного НГКМ, начиная с 1997 года, стали применять закачку газа в пласт. В качестве закачиваемого газа применяли «сухой» тюменский газ, состоящий из углеводородов C_2-C_4 .

Литература

1. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах / А.И. Булатов, О.В.Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
4. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.

5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
6. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
7. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
8. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
9. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учеб.пособие: в 2 частях. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
10. Абзалов А.В., Савенок О.В. Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Черногорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 125–135.
11. 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.
12. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
13. Витязев Я.Д., Савенок О.В. Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Долгинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 39–50.
14. Горщарук А.П., Савенок О.В. Геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 79–90.
15. Григулецкий В.Г. Опытнo-промышленные работы при цементировании обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения // Нефтегазовые технологии. – 2007. – № 11. – С. 2–14.
16. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной во-прос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
17. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть I) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
18. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть II) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2. – С. 43–49.
19. Гундерин И.И., Савенок О.В. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Чедьтйском нефтяном месторождении // Прикладные вопросы точных наук: материалы V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 117–121.
20. Ковалев А.И., Савенок О.В. Прогнозирование показателей разработки Янемдейского нефтяного месторождения при помощи анализа кривых истощения пласта // Инженер-нефтяник. – 2021. – № 2. – С. 24-35.
21. Ковалев А.И., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловой характеристики группы месторождений Денисовской площади // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 126–143.
22. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 10–12.
23. Поварова Л.В., Приходько М.Г., Савенок О.В. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014»: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – С. 28–32.
24. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин Хасырейского месторождения // Научный потенциал вуза – производству и образованию: сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 113–126.
25. Савенок О.В. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03 (6). – С. 97–120.

26. 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.
27. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
28. Талеев А.Е., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и мероприятия по контролю за разработкой Восточно-Ламбейшорского месторождения // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 253–260.
29. Талеев А.Е., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловой информации Восточно-Ламбейшорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 216–225.
30. Цымбал А.В., Савенок О.В. Анализ текущего состояния разработки каменноугольной залежи Воейского месторождения // Инновационные решения актуальных проблем в области высокомолекулярных металлоорганических соединений: сборник научных работ международной научно-практической онлайн-конференции (28 мая 2021 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский научно-исследовательский институт химической технологии, 2021. – С. 243-246.

References

1. Bulatov A.I. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: textbook / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2013–2014. – Vol. 1–4.
2. Bulatov A.I. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S., Scientific foundations and practice of oil and gas well development. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2016. – 576 p.
4. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical surveys of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
6. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
7. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
8. Savenok O.V. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
9. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: textbook: in 2 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University Publishing House, 2021.
10. Abzalov A.V., Savenok O.V. Geological and field characteristics and analysis of the current state of development of the Chernogorskoye field // Nauka. Technics. Technologies (polytechnical bulletin). – 2021. – № 2. – P. 125–135.
11. Berezovsky D.A., Lavrentiev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishing the conditions for the onset of factors complicating mining // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
12. Technologies and principles of development of multilayer deposits / D.A. Berezovsky [et al.] // Nauka. Technics. Technologies (polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
13. Vityazev Ya.D., Savenok O.V. Geological and field characteristics and analysis of the current state of development of the Dolginskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 39–50.
14. Gorscharuk A.P., Savenok O.V. Geological bases for designing and analyzing the current state of development of the Vostochno-Sotchemyu-Talyuskye field // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 3. – P. 79–90.
15. Griguletsky V.G. Pilot work in cementing casing strings of gas wells of the Pestsovaya area of the Urengoy field // Oil and gas technologies. – 2007. – № 11. – P. 2–14.
16. Griguletsky V.G. Watering of deposits is a fundamental issue of modern Russian oil and gas business // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
17. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part I) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.
18. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part II) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 2. – P. 43–49.

19. Gunderin I.I., Savenok O.V. Analysis of the implementation of geological and technical measures at the Chedty oil field // Applied questions of exact sciences: materials of the V International scientific and practical conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir Institute of Mechanics and Technology, 2021. – P. 117–121.
20. Kovalev A.I., Savenok O.V. Forecasting indicators of the development of the Yanemdeyskoye oil field using the analysis of reservoir depletion curves // Engineer-Neftyanik. – 2021. – № 2. – P. 24–35.
21. Kovalev A.I., Savenok O.V. Analysis of the geological and commercial characteristics of the group of fields in the Denisovskaya area // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 3. – P. 126–143.
22. Nikitin B.A., Griguletsky V.G. Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir // Neftyanoe khozyaystvo. – 1992. – № 10. – P. 10–12.
23. Povarova L.V., Prikhodko M.G., Savenok O.V. Factors causing the environmental hazard of oil production // «Ecological problems of oil production – 2014»: a collection of proceedings of the IV International scientific and practical conference with elements of a scientific school for youth (October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa: Ufa State Petroleum Technical University, 2014. – P. 28–32.
24. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of the technology of opening productive layers and developing wells of the Khasyreyskoye field // Scientific potential of the university – production and education: a collection of articles based on the materials of the III International scientific and practical conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945. (December 04–05, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir Institute of Mechanics and Technology, 2021. – P. 113–126.
25. Savenok O.V. Oil recovery of the formation and ways of its increase / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03(6). – P. 97–120.
26. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of the current state of development and depletion of reserves of the Severnoe gas-oil field // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 3. – P. 161–174.
27. Solovieva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territoriya NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
28. Taleev A.E., Savenok O.V. Analysis of the current state and measures to control the development of the Vostochno-Lambeyskoye field // Bulatovskie readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 253–260.
29. Taleev A.E., Savenok O.V. Analysis of geological and field information of the Vostochno-Lambeyskoye field // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 2. – P. 216–225.
30. Tsymbal A.V., Savenok O.V. Analysis of the current state of development of the coal deposit of the Vozeyskoye deposit // Innovative solutions to urgent problems in the field of macromolecular organometallic compounds: a collection of scientific papers of the international scientific and practical online conference (May 28, 2021, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Research Institute of Chemical Technology, 2021. – P. 243–246.