

УДК 624.131.1 + 622.276.63

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН
НА СРЕДНЕ-МАКАРИХИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL INFORMATION
FOR THE DESIGN OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT
OF WELLS ON THE SREDNE-MAKARIKHINSKOYE OIL FIELD**

Зябышев Александр Константинович
студент,
направления подготовки Нефтегазовое дело,
Ухтинский государственный технический университет
zyabyshev.aleksandr@gmail.com

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. Обеспечение высокой эффективности работ требует знание методики воздействия на призабойную зону скважины, пластовых условий и механизмов процессов, происходящих в пласте при воздействии на него различными методами. В статье приведена геолого-промысловая характеристика месторождения (геологическое строение месторождения и залежей, характеристика продуктивных коллекторов) и анализ состояния разработки месторождения. Коллекторы залежей нефти Средне-Макарихинского месторождения представлены низкопроницаемыми известняками. В процессе бурения и цементирования скважин создаются микротрещины, которые засоряются привнесёнными частицами, и проницаемость призабойной зоны ухудшается. Эффективным методом увеличения дебитов скважин являются обработки призабойной зоны различными кислотными составами. В этой связи в скважинах успешно применяют химические обработки призабойной зоны с целью увеличения производительности добывающих и приёмности нагнетательных скважин.

Ключевые слова: общие сведения о месторождении; геологическое строение месторождения и залежей; характеристика продуктивных коллекторов; анализ состояния разработки месторождения; характеристика проектных документов; динамика технологических показателей разработки; динамика фонда скважин.

Zyabyshev Alexander Konstantinovich
Student,
Training Direction Oil and Gas Engineering,
Ukhta State Technical University
zyabyshev.aleksandr@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. Ensuring high efficiency of work requires knowledge of the methodology for influencing the bottomhole zone of the well, reservoir conditions and the mechanisms of processes occurring in the reservoir when exposed to it by various methods. The article presents the geological and commercial characteristics of the field (geological structure of the field and deposits, characteristics of productive reservoirs) and analysis of the state of field development. The oil reservoirs of the Sredne-Makarikhinskoye field are represented by low-permeability limestones. In the process of drilling and cementing wells, microcracks are created, which are clogged with the introduced particles, and the permeability of the bottomhole zone deteriorates. An effective method for increasing well production rates is the treatment of the bottomhole zone with various acid compositions. In this regard, chemical treatments of the bottomhole zone are successfully applied in wells in order to increase the productivity of production and injectivity of injection wells.

Keywords: general information about the deposit; geological structure of the deposit and deposits; characteristics of productive reservoirs; analysis of the state of field development; characteristics of project documents; dynamics of technological development indicators; well stock dynamics.

О **бщие сведения о месторождении**

Средне-Макарихинское нефтяное месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми в 90 км к северо-востоку от г. Усинска. Здесь базируются нефтедобывающие предприятия, ведущие разработку Усинского и Возейского нефтяных месторождений, связанных магистральным нефте-

проводом Усинск – Ухта – Ярославль. В 32 км к юго-западу от Средне-Макарихинского находится Баганское нефтяное месторождение, связанное нефтепроводом с головными сооружениями г. Усинска.

Средне-Макарихинское месторождение расположено в восточной части Печорской низменности. В орографическом отношении этот район представляет собой слабоволнообразную, пологоволнистую равнину с чередованием пологих валообразных возвышенностей, ориентированных в северо-восточном и северо-западном направлениях с абсолютными отметками от 57 до 160 м над уровнем моря. Основной водной артерией района является река Уса – крупнейший приток р. Печоры. В пределах территории месторождения протекает река Большая Макариха – правобережный приток р. Усы с многочисленными водотоками.

Климат района определяется близостью Арктики, влиянием воздушных атлантических масс, равнинным характером местности и характеризуется умеренно суровой зимой, прохладным летом, очень малыми величинами испарения и избыточным увлажнением.

Территория Средне-Макарихинского месторождения входит в зону крайнесеверной тайги, площадь на 50 % покрыта мелким еловым и березово-еловым лесом.

Геологическое строение месторождения и залежей

В геологическом строении Средне-Макарихинского месторождения принимают участие осадочные образования палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп, залегающие со стратиграфическим несогласием на породах вендкембрийского фундамента, представленного диабазовыми порфирами.

Палеозойская группа представлена ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной и пермской системами.

Отложения ордовикской системы вскрыты в объеме верхнего, среднего и нижнего отделов. Отложения нижнего ордовика представлены переслаиванием красноцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Породы среднего ордовика, согласно залегающие на нижнеордовикских, представлены доломитами серыми и зеленовато-серыми, мелкозернистыми, глинистыми и алевролитистыми. Толщина пласта – 90 м. Верхнеордовикские отложения толщиной пласта 330-367 м снизу вверх расчленяются на доломитовую, сульфатно-доломитовую и терригенно-сульфатно-доломитовую толщи. К отложениям доломитовой толщи приурочена залежь нефти. Доломитовую толщу слагают серо-коричневые и коричневатые трещинно-поровые вторичные доломиты. Доломиты мелко-среднезернистые, с реликтовой органогенной структурой, толщина пласта меняется от 75 до 153 м.

Породы сульфатно-доломитовой толщи плотные, крепкие, темно-серые и серые, мелко-среднезернистые. Толщина пласта от 98 до 127 м.

В объеме терригенно-сульфатно-доломитовой толщи преобладают доломиты почти черные, тонкозернистые, битуминозные, участками переходящие в доломитовый мергель. Толщина пласта изменяется от 95 до 109 м.

Силурийская система представлена нижним отделом в объеме нерасчлененных ландоверийского и венлокского ярусов, сложенных карбонатными породами. Вдоль длинной оси структуры толщина пласта силурийских отложений изменяется от 878 (скважина № 13) до 1116 м (скважина № 15). В результате корреляции в мощной силурийской толще с большой долей условности выделено 6 пачек, пронумерованных снизу вверх от S1-I до S1-VI. К пачкам S1-V и S1-VI приурочена залежь нефти.

Пачки от S1-I до S1-IV представлены доломитами серыми и коричневатосерыми, крепкими, битуминозными, сульфатизированными, трещиноватыми.

Отложения пачки S1-V сложены доломитами коричневыми и серо-коричневыми, в различной степени нефтенасыщенными, вторичными, разнозернистыми, с реликтово-органогенной структурой, трещинно-порово-кавернозными и трещинно-поровыми. Поры образованы в результате перекристаллизации и выщелачивания.

Пачка S1-VI сложена известняками водорослевыми, нефтенасыщенными, неравномерно доломитизированными и перекристаллизованными, слабо алевролитистыми.

В верхней части пачки отмечаются тонкие прослои красноцветных аргиллитов. Девонская система представлена осадками верхнего отдела, которые трансгрессивно залегают на размытой поверхности нижнесилурийских образований. В объеме верхнедевонских отложений выделены франкий и фаменский ярусы.

Франкий ярус расчленяется на ниже- и верхнефранский подъярусы. Нижнефранский подъярус представлен нерасчленёнными отложениями кыновского и саргаевского горизонтов и полным разрезом семилукского горизонта.

Нерасчлененные кыновский и саргаевский горизонты представлены толщей глинисто-карбонатных пород. Глины шоколадно-коричневые, известковистые и алевролитистые, с прослоями серого мелкозернистого известняка, с примазками битума. Толщина пласта от 13 до 47 м.

Отложения семилукского горизонта сложены известняками серыми, тёмно-серыми, коричневатыми, иногда до чёрных, мелко-тонкозернистыми, плотными, крепкими, массивными, толщина пласта которых изменяется от 16 до 48 м.

Разрез верхнефранского подъяруса слагают известняки с прослоями аргиллитов. Известняки светло-серые, слоистые, разнозернистые. Аргиллиты зеленовато- и тёмно-серые, переходящие участками в мергель тёмно-серый. Толщина пласта подъяруса изменяется от 22 до 67 м.

Фаменский ярус представлен отложениями нижнефаменского подъяруса толщиной пласта 504–754 м. Разрез слагается карбонатно-глинистыми породами. Известняки серые и тёмно-серые, тонкозернистые, прослоями глинистые, плотные. Аргиллиты тёмно-серые, тонкослоистые, известковистые.

Каменноугольная система представлена нижним, средним и верхним отделами. Отложения нижнего карбона, с размывом залегающие на нижнефаменских, выделены в объеме окского надгоризонта визейского яруса, нерасчленённых тарусского + стешевского горизонтов и протвинского горизонта серпуховского яруса. Окский надгоризонт сложен известняками светло-серыми с коричневатым оттенком, мелко-тонкозернистыми, органогенно-детритовыми, плотными, крепкими. В нижней части прослеживается пачка глин толщиной пласта до 20 м. Средняя толщина пласта окских отложений составляет 160 м.

Нерасчлененные отложения тарусского + стешевского горизонтов чётко выделяются на электрокаротажных диаграммах высокими значениями кажущихся сопротивлений и представлены сульфатно-доломитовыми породами. Преобладают ангидриты коричневатые, желтоватые, голубовато-серые, однородные, крепкие. В основании разреза четко прослеживается пачка переслаивающихся доломитов, мергелей и глин. Толщина пласта колеблется от 129 до 175 м. Протвинский горизонт слагают плотные коричневые и светло-палевые известняки преимущественно органогенно-обломочного строения. Толщина пласта – 41–70 м.

В составе среднего карбона выделяются отложения башкирского и московского ярусов.

Отложения башкирского яруса представлены известняками светло-серыми, органогенно-детритовыми, водорослевыми, плотными, с редкими прослоями глин. Толщина пласта – 22–58 м.

Отложения московского яруса представлены известняками серыми, органогенно-детритовыми, крепкими, массивными. Толщина пласта изменяется от 54 до 96 м.

Отложения верхнего карбона согласно залегают на известняках московского яруса. В подошве доминируют светло-серые и серые детритовые известняки. Участками известняк кавернозный, пропитан нефтью. Выше залегают светло-серые и коричневые, пористые, нефтенасыщенные детритово-биоморфные и биоморфные известняки. В кровле преобладают светло-серые, серые и палевые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, пористые и трещиноватые известняки, насыщенные густой нефтью. К этим отложениям приурочена залежь нефти. Толщина пласта отложений колеблется от 45 до 68 м.

Пермская система представлена отложениями нижнего и верхнего отделов.

Нижнепермские отложения представлены нерасчленёнными ассельско-сакмарским и кунгурским ярусами.

Ассельско-сакмарский ярус сложен тёмно- и светло-серыми мелкозернистыми, органогенно-детритовыми, детритовыми, биоморфными известняками. Выше появляются прослой смешанных глинисто-карбонатных пород, сильно глинистых известняков и аргиллитов. Толщина пласта изменяется от 15 до 52 м.

Отложения кунгурского яруса залегают на размытой поверхности пород ассельско-сакмарского ярусов и представлены переслаиванием серых глинистых алевролитов и серых алевролитистых глин, и редко песчаников. Толщина пласта – 25–53 м.

Верхнепермские отложения представлены ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов. Песчаники зеленовато-серые, полимиктовые, глинистые. Алевролиты полимиктовые, серые и красно-коричневые. Глины красновато-коричневые, аргиллитоподобные, в верхней части переходящие в углистый аргиллит. В верхней части разреза выявлено большое количество угольных пластов и углистых аргиллитов с линзами витринита. Толщина пласта отложений верхней перми колеблется от 705 до 845 м.

Мезозойская группа представлена триасовой, юрской и меловой системами.

В составе триасовой системы выделяются отложения чаркобожской свиты нижнетриасового возраста, шапкинской серии ниже-среднетриасового возрастов и нарьянмарской свиты верхнего триаса.

Нижняя граница отложений чаркобожской свиты проводится по исчезновению тёмно-серых аргиллитов с включениями углистого материала и появлению разнозернистых песчаников с галькой и окатышами глин, с большим содержанием минералов группы эпидот-цоизита. В подошве свиты залегают песчаники (базальный пласт), толщина пласта около 20 м, серые и зеленовато-серые, полимиктовые, глинистые, конгломератовидные. Выше свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, глин. Песчаники зеленовато- и буровато-серые, мелко-среднезернистые. Алевролиты серые с зеленоватым оттенком и красно-коричневые, слоистые, слюдистые. Глины красновато-коричневые, неравномерно алевролитистые.

Верхняя часть разреза чаркобожской свиты сложена монотонной толщей песчаников зеленовато- и буровато-серых, полимиктовых, иногда со скоплениями магнетита и ильменита, мелкозернистых с редкими прослойками красно-коричневой глины. Толщина пласта отложений свиты от 532 до 624 м.

В составе шапкинской серии выделяются красноцветные отложения харалейской свиты нижнего триаса и пестроцветные отложения ангуранской свиты средне-триасового возраста.

В нижней части харалейской свиты преобладают песчаники кирпично-красные, зеленовато-серые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые. В верхней части – глины коричнево-красные, неравномерно алевролитистые. Толщина пласта меняется от 31 до 72 м.

Ангуранская свита сложена пестроцветными глинами, уплотнёнными, алевролитистыми с подчинёнными прослоями песчаников полимиктовых, мелкозернистых. Толщина пласта от 0 до 136 м.

Верхнетриасовые отложения в составе нарьянмарской свиты на месторождении выделены в разрезах двух скважин №№ 11 и 18. Представлены базальной пачкой песчаников серых с зеленоватым оттенком, полимиктовых, мелко- и среднезернистых. Толщина пласта – 27–29 м.

Юрская система представлена отложениями всех трёх отделов. Нерасчленённые нижний + средний отделы слагают пески и песчаники светло-серые до белых, мелко- и среднезернистые, слабоглинистые, с тонкими прослоями углистых глин. Толщина пласта варьирует от 75 до 136 м.

Морские фаунистически охарактеризованные отложения верхней юры представлены породами всех ярусов (келловейский, оксфордский + кимериджский, волжский). Келловейский ярус слагают глины светло-серые, слюдистые, переходящие в алевролит. Выше залегают толща зеленовато-серых песчано-глинистых пород оксфордского + кимериджского ярусов. Завершают разрез верхней юры алевролиты светло-серые и серые, глинистые, переходящие в глину алевролитистую, слюдистую волжского яруса. Толщина пласта отложений верхней юры колеблется от 97 до 127 м. Меловая система представлена нерасчленёнными нижнемеловыми отложениями – смешанными глинисто-алевролитопесчаными породами серыми, тёмно-серыми с зеленоватым оттенком. В кровле преобладают чёрные, глинистые, слюдистые алевролиты. Толщина пласта нижнемеловых отложений – 88–117 м.

Отложения четвертичной системы с размывом ложатся на нижнемеловые и представлены тёмно-серыми с зеленоватым оттенком и серыми суглинками, содержащими гальку и гравий различных пород. Встречаются прослои супесей, глин и песка. Толщина пласта – до 142 м.

В тектоническом отношении Средне-Макарихинское месторождение приурочено к Макарихинскому поднятию, входящему в Макарихинско-Салюкинскую зону линейных поднятий, осложняющих юго-восточную часть Хорейверской впадины.

Макарихинская структура развивалась унаследовано. По фундаменту она выражена валлообразным поднятием, которое нашло отражение и в осадочном чехле. По сейсмическим данным на западном крыле поднятия отмечена протяжённая зона потери корреляции, отождествляемая с тектоническим нарушением типа «сброс» амплитудой 200–300 м, прослеживающимся с севера на юг и затухающим в верхнедевонско-нижнекаменноугольной части разреза. Это древнее нарушение послужило зоной разгрузки тектонических напряжений в мезозойское время и контролировало распространение надвиговых дислокаций. Дугообразные в плане надвиговые дислокации осложняют силурийско-верхнепермские отложения и постепенно затухают вверх по разрезу. В верхнепермских отложениях они прослеживаются фрагментарно.

В пределах Макарихинского поднятия по данным сейсморазведки и глубокого бурения выделяются осложняющие его локальные структуры: Северо-Макарихинская, Средне-Макарихинская, Западно-Макарихинская и Мукеркская. Северо- и Средне-Макарихинская структуры по всем отражающим горизонтам объединяются единым цоколем. Западно-Макарихинское поднятие располагается в 3,5 км к западу от Северо-Макарихинского, отделяясь от него тектоническим нарушением, секущем западное крыло Северо- и Средне-Макарихинских поднятий. Мукеркская куполовидная структура является юго-восточным осложнением южной периклинали Средне-Макарихинской структуры, от которой отделяется неглубокой седловиной. Приуроченность нефтяных скоплений в ордовикских, нижнесилурийских и верхнекаменноугольных отложениях к тектоническим элементам, контролируемым структурными построениями по отражающим горизонтам V (O), III_d (D₃ dm) и I_s (P₁ as+s) и характеризующимся взаимосвязанными условиями тектонического развития и формирования залежей углеводородов, позволяет рассматривать Северо- и Средне-Макарихинские структуры как элементы, осложняющие единую линейную Средне-Макарихинскую складку. В этом плане Средне-Макарихинское нефтяное месторождение представляется единым природным резервуаром, приуроченным к одноимённой структуре.

По отражающему горизонту V (O), прослеживающемуся вблизи кровли ордовикских отложений, Средне-Макарихинская структура представляет собой пологое антиклинальное поднятие субмеридионального простирания, осложнённое тремя куполами. Полностью структура очерчивается изогипсой минус 3950 м. Длина в пределах этой изогипсы составляет 31 км, ширина 4,0 км, высота изменяется от 50 м на юге до 180 м на севере, в среднем – 110 м.

По отражающему горизонту IV (S_{IV}), прослеживающемуся вблизи подошвы нижнесилурийских отложений, структурный план повторяет общие черты морфологии поверхности контакта с нижележащими ордовикскими отложениями и характер сочленения отдельных блоков складки.

По отражающему горизонту III_d (D₃ dm) структура представляет собой узкую надвиговую линейную антиклинальную складку, осложнённую по западному крылу дугообразно изогнутыми к западу надвигами. Надвигами складка разбивается на два купола (Средне- и Северо-Макарихинский), которые по сводам осложняются ещё более мелкими локальными (по два на каждом). Простирание складки субмеридиональное, сводовая часть узкая, западное крыло пологое (угол падения 4°) до плоскости надвига, восточное более крутое (8–9°). Размеры структуры в контуре изогипсы минус 3050 м составляют 22,5×3,0 км, амплитуда 400 м. По отражающему горизонту I_s (P₁ as+s) складка наследует морфологию структурного плана горизонта III_d (D₃ dm). Тектонические нарушения имеют тенденцию к затуханию. Структура замыкается изогипсой минус 1950 м, в контуре которой имеет амплитуду около 385 м, длину – 41,2 км, ширину – 2,7–3,8 км.

В разрезе Средне-Макарихинского месторождения, этаж нефтеносности которого составляет 2500 м, выявлены и разведаны три залежи нефти: залежь в доломитовой толще верхнего ордовика, залежь в карбонатных нижнесилурийских отложениях и залежь в известняках верхнего карбона.

Верхнеордовикская залежь

Залежь нефти приурочена к доломитовой толще верхнеордовикского возраста. Средняя глубина залегания продуктивных отложений – 4230 м. Залежь является неполнопластовой, сводовой, тектонически экранированной. Западное крыло срезано тектоническим нарушением типа сброса, амплитуда которого в северной части составляет 30-40 м. Строение залежи показано на структурной карте кровли проницаемых карбонатов и геологическом разрезе.

Притоки нефти получены в пяти скважинах (№№ 8, 12, 13, 14 и 21), приток минерализованной воды – в скважине № 22 из интервала 4354–4407 м. Уровень подсчёта принят на отметке минус 4136 м по нижним дырам интервала перфорации в скважине № 21, откуда получен фонтанный приток нефти.

Размеры залежи в пределах контура подсчёта запасов составляют 20,2×3,7 – 2,5 км, высота – 113 м.

Нижнесилурийская залежь

Залежь нефти приурочена к карбонатным отложениям пачек S₁-V и S₁-VI нижнесилурийского возраста. Средняя глубина залегания продуктивных отложений – 3125 м. Залежь массивная, сводовая, тектонически экранированная, подстилается подошвенной водой. Западное крыло осложнено двумя дугообразными, выпуклыми к западу, надвигами. Южная периклиналь структуры срезана надвигом в районе скважин №№ 251 и 1. Плоскости надвигов наклонены с запада на восток, угол наклона – 30–40° в северной части и 20–25° – в южной. Амплитуда надвига в северной части – 200–250 м, в южной – около 400 м.

Коллекторами являются доломиты и известняки в различной степени доломитизированные со сложной структурой пустотного пространства, в котором принимают участие поры, каверны и трещины в различном сочетании.

В контуре нефтеносности залежи находятся скважины №№ 7-11, 13-15, 20, 21 и 31. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора по скважинам колеблется от минус 3012,7 (скважина № 21) до минус 3058 м (скважина № 13). Самая высокая отметка кровли водонасыщенного коллектора встречена в скважине № 22 – минус 3023,3 м. Данные ГИС подтверждены опробованием. Средняя отметка ВНК нижнесилурийской залежи определена по 7 скважинам №№ 7, 8, 11, 13, 15, 31 и 22 и составила минус 3032 м. В скважинах №№ 9 и 21 выявлена большая бесконтактная зона, в скважинах №№ 10 и 11 – некачественное опробование.

Залежь имеет следующие размеры: длина – 27,1 км, ширина – 1,2-3,2 км, высота – 211 м.

При корреляции нижнесилурийских отложений, принимая во внимание большую высоту залежи, в продуктивной части разреза были выделены 4 пачки, проиндексированные снизу вверх «а», «b», «с», «d».

Пачка «d» имеет неравномерное распространение по площади, так как подвергалась размыву, и в скважине № 20 отсутствует полностью. Из 12 скважин, вскрывших отложения нижнего силура, коллекторы пачек «d» и «с» отсутствуют в 5 скважинах. Отсутствие коллекторов пачек «d» и «с» отмечено на северной периклинали структуры в скважинах №№ 11 и 7, на южной периклинали в скважине № 22, а также в скважинах №№ 10 и 20. Скопления нефти, приуроченные к трём верхним пачкам («b», «с», «d»), можно считать пластовыми, залежь в пачке «а» – неполнопластовой.

Таким образом, в пределах месторождения наблюдаются две зоны развития проницаемых карбонатов пачек «d» и «с»: в северо-центральной части месторождения (район скважин №№ 14, 8, 31, 13, 9 и 21) и в районе скважины № 15. В северо-центральной части месторождения все скважины, вскрывшие коллектора пачки «d», находятся в нефтяной зоне, однако из-за прогиба образуется достаточно обширная водонефтяная зона, составляющая 25 % от площади нефтеносности пачки «d».

По отложениям пачки «с» прогиб углубляется. В связи с этим в скважинах №№ 13 и 9 она обводнена, и имеют место два участка распространения нефтенасыщенных коллекторов: в районе скважин №№ 14, 8 и 31 и в районе скважины № 21. На долю водонефтяной зоны здесь приходится 11 % площади. Карбонатные отложения пачек «d» и «с» в скважине № 15 нефтенасыщены.

Коллектора пачки «b» имеют повсеместное распространение, однако ещё более углубившимся прогибом делятся на два участка нефтеносности. На северном участке в нефтяной зоне находятся скважины №№ 11 и 7, на её долю приходится лишь 25 % площади, на южном – нефтяная зона более обширна до 70 %. В целом по пачке «b» на водонефтяную зону приходится 44 %.

Проницаемые отложения пачки «a» приурочены к наиболее высоким в гипсометрическом отношении участкам. На северной периклинали это район скважин №№ 11 и 7, на юге – район скважин №№ 10, 20 и 15. Скопления нефти, приуроченные к пачке «a», на всей площади подстилаются водой.

Пачки «d», «c», «b» и «a» являются единой гидродинамической системой, так как толщины разделов между ними на отдельных участках не превышают 2-3 м, и уровни водонефтяных контактов близки.

Верхнекаменноугольная залежь

Залежь вскрыта структурно-поисковой скважиной № 251. При опробовании этой скважины через фильтр в интервале глубин 1697–1742 м был получен приток тяжёлой нефти дебитом 11 тонн/сут. Уровень подсчёта принят по подошве последнего нефтенасыщенного прослоя в этой скважине на отметке минус 1635 м.

Залежь в верхнекаменноугольных отложениях массивная, сводовая, имеет размеры 2,5×1,6 км, высоту – 48 м.

Характеристика продуктивных коллекторов

Верхнеордовикская залежь

В строении продуктивной толщи верхнеордовикских отложений принимают участие серо-коричневые и коричневато-серые трещинно-поровые вторичные доломиты. Доломиты мелко-среднезернистые с реликтовой органогенной структурой. Коллекторами являются нефтенасыщенные трещинные доломиты, где основной ёмкостью служат трещины и приуроченные к ним выщелоченные поры и иногда каверны размерами до 3 мм. Трещины, кроме ёмкости, служат путями создания единой фильтрационной среды. Открытые трещины, в основном, горизонтальные, иногда секут породу, часто приурочены к стилолитам. Системы трещин с примазками жёлтого битума соединяют частично залеченные доломитом и реже ангидритом поры. Объёмная плотность трещин меняется по разрезу от 8 до 134 ед./м, их ширина по шлифам 0,01–0,025 мм. Пористость открытых трещин (по шлифам) равна 0,01–1,9 %, проницаемость до 0,0083 мкм².

Общая толщина продуктивного разреза (от кровли доломитовой толщи до уровня подсчёта) изменяется от 29 (скважина № 21) до 112,8 м (скважина № 12), составляя в среднем 75,4 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинам колеблются от 22,0 до 48,2 м, средняя их величина по 4 скважинам равна 35,4 м.

Средневзвешенное по эффективной толщине значение общей пористости (по НГК) составило по скважине № 12 – 3,8 %, по скважине № 13 – 4,2 %, по скважине № 14 – 3,5 %. Средняя общая пористость по трём скважинам составила 3,8 %. Блоковая пористость определена по 54 образцам керна и составила 0,98–1,0 %. Эффективная пористость, определённая по формуле $K_{II}^{эф} = K_{II}^{НГК} - K_{II}^{кern}$, составила 2,8 %. В подсчёт запасов принята величина коэффициента пористости 0,028.

Проницаемость по керну по скважинам варьирует от 0,0025 до 0,004 мкм². По гидродинамическим исследованиям в скважине № 12 проницаемость после проведения СКВ и трёх СКО увеличилась с 0,0002 до 0,0013 мкм². В продуктивных разрезах скважин отмечено до 28 нефтенасыщенных прослоев. Коэффициент расчленённости по залежи составил 18,2, коэффициент гранулярности – 0,52.

Покрышкой для залежи служат плотные сульфатно-доломитовые породы муркерской свиты верхнего ордовика средней толщиной 107 м.

Нижнесилурийская залежь

Нижнесилурийскую залежь слагают породы двух пачек – известняки с переслаиванием доломитов и доломиты. По геологическим условиям верхняя пачка известняков имеет неравномерное распространение по площади и разрезу, так как подвергалась размыву. Коллектора верхней пачки представлены коричневато-серыми сгустково-комковатыми известняками с примазками тёмной загустевшей нефти по частым различно ориентированным трещинам и кавернам. Отмечаются прослои вторичного доломита интенсивно трещиноватого. Спорадически доломит пористо-кавернозный за счёт неравномерного выщелачивания.

Породы доломитовой пачки сложены, в основном, вторичными диа-эпигенетическими доломитами. В продуктивном разрезе присутствуют два типа коллекторов. Коллекторы трещинно-каверново-порового типа представлены довольно однотипными вторичными доломитами, отличающимися друг от друга лишь реликтивными текстурными особенностями. Для всех них характерен буровато-серый или бурый цвет, среднеплитчатая реже тонко-крупноплитчатая отдельность, обусловленная наличием горизонтальных стилолитов и открытых микротрещин, интенсивное, но неравномерное нефтенасыщение, связанное со структурными особенностями пород. Фильтрация в коллекторах этого типа осуществляется по порам и кавернам, в меньшей мере она обусловлена наличием открытых микротрещин. Пористость коллекторов достигает 14,31 %, газопроницаемость 0,500 мкм² и более. Среди трещинно-каверново-поровых коллекторов отмечаются редкие прослои коллекторов каверново-порово-трещинного типа толщиной пласта до 0,8 м, представленные в основном доломитами вторичными, эпидиагенетическими, иногда седиментационными. Породы имеют серый, буровато-серый, тёмно-бурый (при наличии битума) цвет, тонко-среднеплитчатую отдельность, обусловленную горизонтальными стилолитами и трещинами. Нефтенасыщение неравномерное, связанное с системой открытых трещин и связанных с ним пустот, реже с матрицей пород.

Фильтрация флюидов осуществляется в основном по системе открытых трещин и в меньшей мере по межзерновым каналам. По данным анализа керн пористость таких коллекторов достигает 6,4 %.

Как правило, оба типа коллекторов в значительной степени перемежаются в разрезе с постепенными переходами между ними. Для связи между пластами, обладающими значительной поровой и каверновой ёмкостью, большое значение имеют стилолитовые образования и трещиноватость.

Стилолиты имеют тектоническое происхождение, ориентировку, в основном, горизонтальную, согласную со слоистостью. Ширина стилолитов от 0,02 до 2 мм. Часто к стилолитам приурочены открытые трещины, повторяющие их очертания.

Трещины по своему генезису, в основном, тектонические, значительно реже встречаются эпигенетические трещинки, связанные с процессами доломитизации – перекристаллизации. В отличие от тектонических трещин, имеющих значительную протяжённость, пересекающих отдельные зёрна и форменные образования и способных группироваться в системы, эпигенетические трещинки прерывистые, извилистой, ветвящейся формы. Они огибают отдельные зёрна и форменные элементы и затухают в пределах отдельных слойков. Средняя ширина их значительно меньше, чем у тектонических трещин, и достигает 5 мкм.

Трещины часто служат соединительными каналами между различными видами пустот, по характеру заполнения делятся на минеральные и открытые. Минеральные трещины расположены в породе параллельно и под углом к слоистости. Характер распространения трещин и минеральный состав, их заполняющий, позволяет выделить несколько видов. По характеру распространения выделяются горизонтальные и хаотически расположенные трещины, по минеральному заполнению – на доломитовые, кальцитово-доломитовые, сульфато-доломитовые, сульфатные и битумные.

Открытые микротрещины – самые молодые по времени заложения. В шлифах фиксируются 3 системы открытых трещин: горизонтальные, вертикальные и наклонные, по керну – 7 систем. Наклонные и вертикальные трещины секут или упираются в гори-

зонтальные. Последние имеют в изучаемых породах наибольшее распространение и значимость. Микротрещины, чаще протяжённые, реже прерывистые, имеют слабо извилистую, реже прямолинейную форму, изредка кулисообразное и ступенчатое расположение, неровные стенки, пережимы и раздутия. Раскрытость их от 8 до 16 мкм, по видимому, имеют тектоническое происхождение. Помимо них встречаются короткие слабо раскрытые (до 5 мкм) открытые трещины ветвящейся и ступенькообразной формы, огибающие отдельные зёрна и приуроченные к одному литологическому слою, т.е. эпигенетические трещины, служащие в большинстве случаев соединительными каналами между порами эпигенетической доломитизации и образованным по ним пустотам выщелачивания. В таблице 1 приводится количественное соотношение открытых трещин в коллекторах различного типа:

Таблица 1 – Количественное соотношение открытых трещин в коллекторах

Тип коллектора	Плотность открытых трещин, 1/м			Трещинная проницаемость, 10^{-3} мкм ²			Трещинная пористость, %			Пористость по шлифам, %		
	от	до	ср.	от	до	ср.	от	до	ср.	от	до	ср.
Трещинно-каверново-поровый	0	39	38	0	5,2	1,3	0	0,08	0,026	5,0	15,0	8,3
Каверново-порово-трещинный	19	166	76	0,83	9,3	3,8	0,01	0,16	0,062	1,0	7,0	3,6

С целью сравнения прямых и косвенных определений остаточной водонасыщенности нижнесилурийских коллекторов была проведена ртутная порометрия по 21 образцу из скважины № 31.

Полученные значения остаточной воды хорошо согласуются с уже определёнными прямым методом результатами. Условно все образцы, исследованные по ртутной порометрии, разделены на 4 группы:

- I – с проницаемостью от 0,1 до 1,5 мкм²;
- II – 1,5 до 10 мкм²;
- III – 10 до 100 мкм²;
- IV – 100 мкм².

Анализ показал, что при средней пористости в I группе 4,7 % и проницаемости 0,75 мкм² содержание остаточной воды составляет (по ртути) 27 %, т.е. даже коллектора с такой пористостью могут проводить нефть. В таблице 2 представлены характеристики коллекторов месторождения.

Таблица 2 – Характеристика коллекторов

Группа коллекторов	Средняя пористость, %	Средняя проницаемость, 10–3 мкм ²	Средняя остаточная водонасыщенность, %	Число определений
I	4,7	0,75	27,0	7
II	6,7	4,5	12,8	7
III	10,0	45,7	10,2	4
IV	11,5	280,0	5,2	3

Проведёнными исследованиями проницаемости по нефти в пластовых условиях установлено, что проницаемость по нефти наступает при газопроницаемости $\geq 0,001$ мкм², хотя в одном случае отмечена проницаемость по нефти 0,0001 мкм² при газопроницаемости 0,0003 мкм².

Из зависимости относительной проницаемости от водонасыщенности следует, что критическая величина водонасыщенности, при которой нефть в коллекторе уже не продвигается, составляет 38 %.

По результатам обработки 198 представительных образцов пористость меняется от 0,048 до 0,190 при среднем значении 0,085. Средняя проницаемость по 135 образцам составила 0,0752 мкм². Большинство образцов керн (71,8 %) имеют проницаемость от 0,001 до 0,050 мкм². Средняя общая толщина продуктивных отложений нижнего силура составляет 87,1 м при изменении по площади от 10,0 до 190,8 м. Значения нефтенасыщенных толщин варьируют от 0 на контуре до 47,2 м в скважине № 8. В продуктивной части нижнесилурийских отложений прослеживается от 3 до 23 проницаемых прослоев толщиной 0,6–17,3 м. Толщина разделяющих их пород от 0,6 до 26,6 м. Отношение нефтенасыщенной толщины к общей толщине продуктивного разреза меняется от 0,16 до 0,62, составляя в среднем 0,35. Толщина плотного прослоя между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами варьирует от 2,0 до 39,4 м в скважине № 9.

В семи скважинах, вскрывших коллекторы пачки «d», общая толщина пачки изменяется от 0 до 70 м, составляя в среднем 37,6 м. Нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,8 до 23,8 м при среднем значении 11,2 м. Соответственно им изменяется и число проницаемых прослоев от 2 до 11, толщины которых находятся в пределах 0,6–13,0 м. Коэффициент гранулярности равен 0,41, коэффициент расчленённости – 5,3. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,092, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,886. Из пачки «d» отобрано 10 представительных образцов керн в трёх скважинах. Средняя пористость составляет 0,088, средняя проницаемость – 0,130 мкм².

Плотным разделом толщиной от 2 до 52 м пачка «с» отделена от пачки «d». Средняя общая толщина пачки «с» составляет 40,5 м, средняя нефтенасыщенная толщина равняется 14,7 м, изменяясь по скважинам от 3,8 до 29,7 м. Толщина отдельных проницаемых прослоев достигает 9,2 м (скважина № 14), количество прослоев – от 3 до 7. Коэффициент гранулярности равен 0,45, коэффициент расчленённости – 5,2. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,091, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,887, т.е. практически такие же, как в пачке «d». Пачка «с» наиболее освещена керном, из неё отобрано 169 представительных образцов, из которых 167 образцов из скважины № 31. Средняя пористость составляет 0,083. Средняя проницаемость по 114 образцам – 0,0775 мкм².

Коллекторы пачки «b» плотным разделом 2–70 м отделены от вышележащей пачки «с». Средняя общая толщина пачки в пределах контура нефтеносности составляет 66,7 м, средняя нефтенасыщенная толщина – 13,2 м, изменяясь по скважинам от 2,0 до 35,4 м. Количество прослоев варьирует от 2 до 12, толщина их – от 0,6 до 1,0 м (скважина № 21). Коэффициент гранулярности равен 0,40, коэффициент расчленённости – 6,5. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,085, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,884. Из пачки «b» отобрано 16 представительных образцов керн в трёх скважинах, из них 13 образцов из скважины № 31. Средняя пористость составляет 0,103, средняя проницаемость – 0,0248 мкм².

Толщина непроницаемого раздела между пачками «b» и «a» от 3 до 37 м. В контуре продуктивности пачки «a» находятся 5 скважин, нефтенасыщенные толщины, в которых изменяются от 2,2 до 14,8 м (8,1 м в среднем). Число прослоев по отдельным скважинам варьирует от 1 до 7, толщина их от 0,6 до 8,4 м (скважина № 10). Коэффициент гранулярности равен 0,59, коэффициент расчленённости – 3,6. Средний коэффициент пористости по НГК составляет 0,106, средний коэффициент нефтенасыщенности – 0,89. Из пачки «a» отобрано лишь 3 представительных образца керн в двух скважинах. Средняя пористость составляет 0,102, средняя проницаемость – 0,086 мкм².

Верхнекаменноугольная залежь

Разрез залежи представлен переслаиванием плотных и проницаемых биоморфно-детритовых известняков. Тип коллектора – каверново-поровый.

Комплекс ГИС (ПС, КВ, БКЗ), проведённый в скважине № 251, явно недостаточен для определения емкостных характеристик коллектора, поэтому при подсчёте запасов принято значение пористости по 36 представительным образцам керна, равное 0,16, без учёта каверновой составляющей. Средняя проницаемость по керну составляет 0,0805 мкм². Нефтенасыщенность, определённая по кривой сопоставления открытой и эффективной пористости для однотипных коллекторов ряда месторождений Тимано-Печорской провинции, составила 0,85. Нефтенасыщенная толщина в скважине № 251 равна 25 м. Коэффициент гранулярности по ней составляет 0,52. В разрезе скважины № 251 присутствуют 9 проницаемых прослоев толщиной от 0,5 до 5,2 м.

Покрышкой служат глинисто-карбонатные породы нижнепермского возраста (P₁ as+s и P₁ к) толщиной пласта от 49 до 71 м.

Характеристика проектных документов

Средне-Макарихинского месторождения

Средне-Макарихинское нефтяное месторождение введено в эксплуатацию в 1999 году в соответствии с проектом пробной эксплуатации, в котором предусмотрены следующие принципиальные основные положения:

- 1) основной объект пробной эксплуатации – нижнесилурийская залежь;
- 2) для проведения пробной эксплуатации нижнесилурийской залежи использовать пять скважин №№ 7, 9, 15, 25 и 31;
- 3) проведение работ по интенсификации притока в скважине № 12, пробуренной на верхнеордовикскую нефтяную залежь;
- 4) бурение эксплуатационных скважин в период пробной эксплуатации не производить.

Динамика технологических показателей разработки

Добыча нефти за 2019 год составила 56,45 тыс. тонн. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составил 0,48 % от утверждённых и 0,49 % от учтённых запасов. Обводнённость продукции по действующему фонду скважин составила 13,1 %. Динамика показателей разработки приведена в таблице 3 и на рисунке 1.

Таблица 3 – Динамика основных показателей разработки

Показатели	2017	2018	2019
Годовая добыча нефти, тыс. тонн	87,38	71,30	56,45
Годовая добыча жидкости, тыс. тонн	87,58	77,58	64,97
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	119,4	190,7	247,2
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	119,6	197,2	262,2
Годовая закачка рабочего агента, тыс. м ³			
Накопленная закачка рабочего агента, тыс. м ³			
Обводнённость, %	0,2	8,1	13,1
Дебит нефти, тонн/сут.	74,1	38,2	39
Дебит жидкости, тонн/сут.	74,2	41,6	44,9
Действующий фонд добывающих скважин, скв.	4	5	4

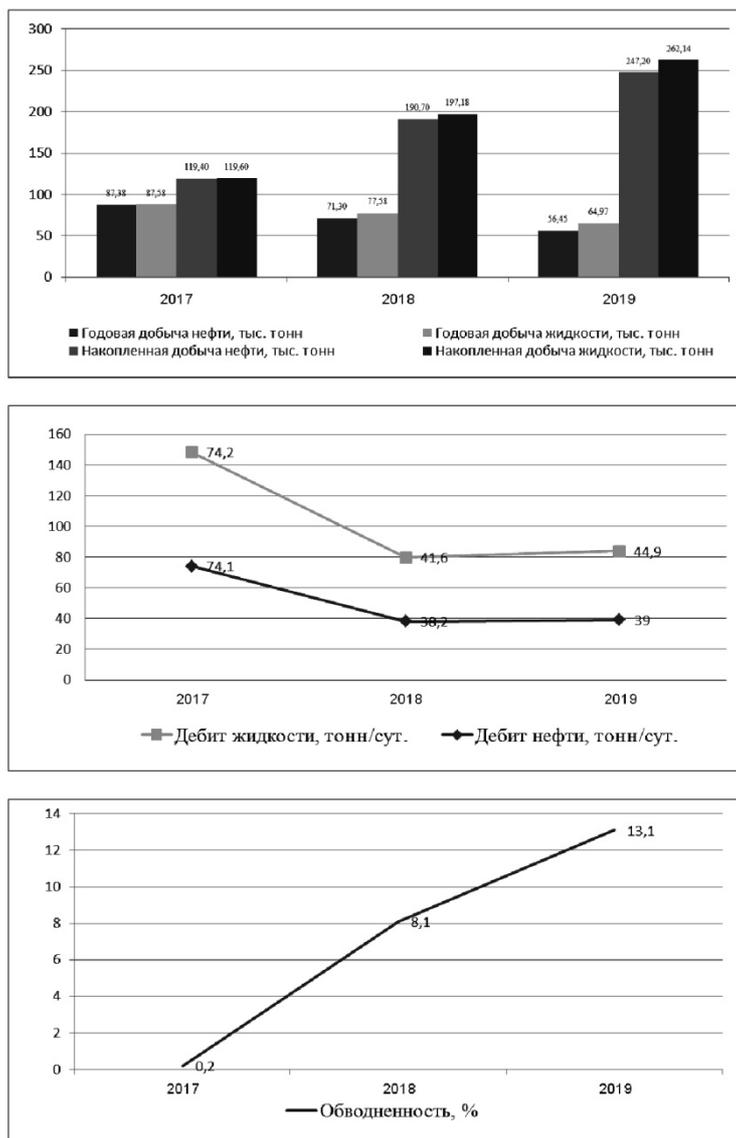


Рисунок 1 – Графики разработки Средне-Макарихинского месторождения

Все скважины оборудованы ЭЦН и эксплуатируются с низкими динамическими уровнями.

Однако при длительных остановках скважин отмечалось появление избыточного давления на устье, и его рост практически доходил до первоначального. Накопленная добыча нефти по месторождению составляет 247,2 тыс. тонн, что составляет 2,1 % от утвержденных начальных извлекаемых запасов и 1,22 % – от учтенных НИЗ.

В разработке находилась только нижнесилурийская залежь и добыча по ней составила 56,45 тыс. тонн нефти. В эксплуатации находились скважины №№ 7, 9, 15, 21 и 31. Скважина № 15 была выведена в бездействие, а скважина № 31 с декабря 2015 года простаивает. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов соответственно равны 0,49 % и 0,50 % от утвержденных или 0,31 % и 0,32 % от учтенных запасов.

Накопленный отбор нефти по залежи составил 247,1 тыс. тонн. Процент использования утвержденных НИЗ – 2,16 %, учтенных – 1,38 %. Среднесуточный дебит одной скважины за год в целом составляет 39 тонн/сут.

Пробная эксплуатация нижнесилурийской залежи производится на естественном режиме истощения, что соответствует условиям проектного документа.

Превышение фактических показателей по добыче нефти над проектными на фоне отставания по фонду скважин и значительного превышения уровня обводненности обеспечивается за счёт более высоких дебитов скважин по нефти, а также большей отработки скважин. Подтверждение этому приведено в таблице 4.

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 4 – Факторный анализ расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти

Показатели	Проект	Факт	Составляющие отклонения добычи нефти от проектной величины
Действующий фонд добывающих скважин	5	4	из-за отклонения фонда скважин
Среднегодовая обводнённость, %	1,5	12,1	из-за отклонения обводнённости
Средний дебит 1 скважины, тонн/сут.			из-за отклонения дебита жидкости
по жидкости	30,9	44,9	
по нефти	30,4	39,0	
Добыча нефти, тыс. тонн	51,2	57,1	отклонение добычи нефти от проектной, всего

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Средне-Макарихинского месторождения представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Средне-Макарихинского месторождения

Показатели	2017	2018	2019
	проект	проект	проект
	факт	факт	расчёт
Добыча нефти, тыс. тонн	56,0	51,2	46
	71,3	56,5	44,4
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	128,0	179,2	225,2
	190,7	247,2	291,6
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,002	0,004	0,005
	0,003	0,006	0,007
Использование начальных извлекаемых запасов, %	0,71	1,52	1,91
	1,06	2,1	2,47
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,47	0,43	0,39
	0,60	0,48	0,38
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,47	0,44	0,42
	0,60	0,49	0,38
Обводнённость среднегодовая, %	1,0	1,5	2,0
	8,1	13,1	15,5
Добыча жидкости, тыс. тонн	56,6	52,0	45,6
	77,6	65,0	52,9
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	128,6	180,5	226,1
	197,2	262,2	315,1
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,900	0,900	
	0,895	0,964	
Выбытие добывающих скважин, ед.		–	–
		1	
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	6
	6	5	5
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	6
	5	4	5
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, тонн/сут.			
по нефти	34,4	30,4	
	44,1	39,0	31,6
по жидкости	34,7	30,9	
	48,1	44,9	37,4

Полностью выполненным не явилось ни одно из исследований. Вообще не проведены исследования по определению пластового давления при поднятом оборудовании, исследования профиля притока, определению продуктивности скважин методом восстановления уровня. Не производился отбор проб и химический анализ попутной воды, а также анализ глубинных проб нефти.

Исследования по определению статического уровня выполнены менее чем наполовину.

Замер дебитов скважин, определение обводнённости продукции и замеры динамического уровня выполнены почти полностью.

Динамика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2020 г. по месторождению числится 20 скважин, в т.ч. в эксплуатационном фонде – 5, из которых одна (скважина № 31) находится в простое, а одна (скважина № 15) – в бездействии, в консервации – 2, ликвидированных – 11 скважин, контрольных – 2. Текущее состояние фонда скважин представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика фонда скважин Средне-Макарихинского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

		Залежь		Всего			
		О ₃	S ₁				
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	Всего			5	5		
	Действующий	Всего			4	4	
		В работе	Всего			3	3
			В т.ч. фонтанные				
			ЭЦН			3	3
	В простое			1	1		
	Бездействующий			1	1		
В освоении							
В консервации	Всего		1	1	2		
	В т.ч. добывающие		12	20			
	Нагнетательные						
Ликвидировано	Всего		4	7	11		
	В т.ч. после эксплуатации						
	После бурения		4	7			
В ожидании ликвидации							
Водозаборные							
Контрольно-наблюдательные			2	2			
Всего пробуренный фонд		5	15	20			

Литература

1. Игнатов А.В., Зайнулин Ю.В., Ботвиновская О.А. Отчёт пробной эксплуатации скважин Средне-Макарихинского месторождения: – Уфа : РН – УфаНИПИнефть, 2005. – 163 с.
2. Алварадо В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / Перевод с английского. – М. : Премиум Инжиниринг, 2011. – 244 с.
3. 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.
4. 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.
5. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
6. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов. – Томск : Издательство ТПУ, 2006. – 166 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. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 363 с.
15. 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.
16. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
17. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
18. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 30–38.
19. 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.
20. 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.
21. 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.
22. 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>
23. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
24. 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.
25. 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.
26. 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. Ignatov A.V., Zainulin Y.V., Botvinovskaya O.A. Report of test operation of wells of Sredne-Makarikhinskoye field: – Ufa : RN – UfaNIPIneft, 2005. – 163 p.
2. Methods to increase oil recovery. Planning and strategies of application / Translated from English. – М. : Premium Engineering, 2011. – 244 p.
3. 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.
4. 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.
5. Plast-testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
6. Ilyina G.F., Altunina L.K. Methods and technologies of enhanced oil recovery for reservoirs. – Tomsk : Publishing house of TPU, 2006. – 166 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – М. : Infra Engineering, 2020. – 244 p.

8. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novochoerkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novochoerkassk : 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. Khanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their study. – M. : Nedra, 1969. – 363 p.
15. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions for the onset of mining complication factors // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiiy Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
16. 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.
17. Technologies and principles of multi-horizon field development / D.A. Berezovskiy [et al.] // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
18. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells in the Sredne-Makarikhinskoye field // Bulatovkie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 30–38.
19. 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.
20. 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.
21. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental studies of the mechanisms of hydrodynamic stability of sandstone // Mountain Information-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate Article (Special Issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 9. – 28 p.
22. 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>
23. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // NEFTEGAZ Territory. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
24. 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.
25. 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.
26. 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.