

УДК 550.812 + 622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
И АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ЧЕРНОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS
AND ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE CHERNOGORSKOYE FIELD**

Абзалов Артур Венарисович

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный технический университет
mr.art-abzalov@yandex.ru

Савенок Ольга Владимовна

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

Аннотация. В статье рассматривается геолого-промысловая характеристика Черногорского месторождения. Приведены общие сведения о месторождении, представлены сведения о геологическом строении месторождения и залежей. Приводится физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов. Описывается состояние разработки месторождения: основные этапы проектирования месторождения и сопоставление проектных и фактических показателей разработки.

Ключевые слова: тектоника и стратиграфия разреза, нефтегазоносность продуктивных пластов, физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов, краткая характеристика проекта разработки, стадия разработки месторождения, динамика фонда скважин, показатели разработки месторождения.

Abzalov Artur Venarisovich

Student Training Direction 21.03.01
«Oil and Gas Engineering»,
Ukhta State Technical University
mr.art-abzalov@yandex.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 commercial characteristics of the Chernogorskoye field. Provides general information about the field, provides information about the geological structure of the field and deposits. Physical and hydrodynamic characteristics of productive formations are given. The state of field development is described: the main stages of field design and comparison of design and actual development indicators.

Keywords: tectonics and stratigraphy of the section, oil and gas content of productive formations, physical and chemical properties of formation fluids and gases, a brief description of the development project, field development stage, well stock dynamics, field development indicators.

Общие сведения о Черногорском месторождении

Месторождение открыто в 1959 году, введено в разработку в 1962 году и является одним из наиболее крупных на юге Тимано-Печорской провинции. Черногорское месторождение в административном отношении находится в Сосногорском районе Республики Коми, в 60 км к востоку от г. Ухта, характеризуется хорошо развитой инфраструктурой.

Ближайший к месторождению населенный пункт – посёлок Нижний Одес, расположен в Сосногорском районе. На территории района расположены нефтепровод «Нефтепечорск – Нижний Одес – Ухта», газопровод «Пунга – Вуктыл – Ухта». Нефть в нефтепровод подаётся с установки подготовки нефти (УПН), где происходит разгазирование и обезвоживание нефтеводогазовой смеси. Газ, выделившийся в процессе дегазации нефти, направляется в газосепаратор для улавливания капельной жидкости, затем на установку улавливания лёгких фракций (УЛЛФ). После УЛЛФ газ повторно направляется в газосепаратор ГС-1, после которого часть газа идёт на горелки подогревателей нефти. Излишки газа направляются в газопровод.

Газовый конденсат собирается в дренажной ёмкости, откачивается в ёмкость выветривания, в дальнейшем используется для обработки скважин и трубопроводов. Остаток конденсата закачивается в трубопровод нефти.

В географическом отношении месторождение расположено в пределах Печорской низменности на водоразделе крупных рек Печоры и её левого притока Ижмы. Территория месторождения расположена в таёжной зоне, в подзоне северной тайги.

Тектоника

В тектоническом отношении Черногорское месторождение расположено в центральной части Тэбукской ступени Омра-Лыжской седловины Ижма-Печорской синеклизы. В структурном плане – это ассиметричная брахиантиклиналь широтного простирания, местами осложнённая локальными куполами.

В пределах рассматриваемого района протерозойский метаморфический фундамент имеет блоковое строение. Глубина до поверхности фундамента около 3000 м.

Ордовикско-силурийские отложения унаследовали строение сложнодислоцированного фундамента – периклинальные части структур осложнены серией тектонических нарушений флексурно-разрывного характера небольшой амплитуды.

Эйфельская толща в значительной степени нивелирует расчленённый ордовикско-силурийский рельеф, тектонические нарушения приобретают слабую выраженность в виде флексур, грабенообразных уступов и зон узких линейно вытянутых прогибов. Кровле эйфельского яруса соответствуют небольшие пережимы, не имеющие замкнутой формы.

На рубеже средне-позднефранского времени происходит существенная структурная перестройка, связанная с активизацией тектонических движений отдельных блоков структуры, что привело к сильной расчленённости рельефа морского дна и обусловило формирование шельфовой, рифогенной и депрессионной структурно-фациальных зон. На границах приподнятого (в центральной части структуры) и опущенных блоков происходит формирование рифогенных массивов барьерного типа.

Последующее заполнение глубоководной впадины привело к значительному нивелированию верхнефранского рельефа.

По подошве верхнефаменского подъяруса структура принимает ещё более сглаженную форму рельефа, несколько смещаясь сводовой частью в восточном направлении. По основным маркирующим горизонтам, структура имеет в целом унаследованное развитие и характеризуется выполаживанием рельефа поверхностей отложений вверх по разрезу.

В геологическом строении Черногорского месторождения принимают участие породы фундамента и осадочные образования палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста, толщиной до 3006 м (скважина № 300). Основные продуктивные горизонты приурочены к девонским отложениям.

Породы фундамента в районе месторождения представлены преимущественно метаморфическими сланцами и сланцево-эффузивными комплексами рифейско-вендского возраста, прорванными в отдельных местах интрузиями различного состава.

Стратиграфия разреза

Ордовикская система – О. Сложнодислоцированные протерозойские образования с угловым несогласием перекрываются ордовикскими отложениями осадочного чехла.

В основании залегает пачка белых песчаников, согласно перекрытая песчано-алевролитно-аргиллитовыми красноцветными образованиями. Выше по разрезу с перерывом залегает аргиллитно-алевролитовая пачка. Разрез ордовикских отложений завершается пестроцветными терригенно-сульфатно-карбонатными образованиями (доломиты, доломитовые мергели и алевролиты).

Общая толщина отложений ордовикской системы – около 1000 м, в скважине № 300 она составляет 975 м.

Силурийская система – S. Отложения силурийской системы представлены, в основном, вторичными пористо-кавернозными и массивными доломитами, частично глинистыми и доломитизированными известняками. Толщина их в пределах месторождения изменяется от 0 до 120 м, в скважине № 300 составляет 65 м.

Девонская система – D. Девонские отложения в районе месторождения присутствуют в объёме среднего и верхнего отделов. Они с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности более древних отложений.

Отложения среднего девона (D_2) в объёме эйфельского (D_{2ef}) и живетского (D_{2zv}) ярусов представлены преимущественно терригенными породами (чередованием песчаных и глинистых пластов).

Эйфельский ярус (D_{2ef}) включает в себя:

- нижний базальный пласт песчаников койвенского горизонта (продуктивный пласт III);
- песчаники бийского горизонта (пласт IIб);
- глинисто-карбонатная пачка кедровского горизонта, залегающая в кровле пласта IIб;
- продуктивный песчаный пласт IIа омринского горизонта.

По своему составу песчаники Iв пласта близки к песчаникам эйфельского яруса. Развита в основном на восточной периклинали структуры. Толщина отложений старооскольского горизонта (D_{2zv}) изменяется от 0 вблизи западной границы (район скважин №№ 9-107) до 39 м в скважине № 622.

Отложения верхнего девона (D_3) присутствуют в объёме франского (D_{3f}) и фаменского (D_{3fm}) ярусов.

Франский ярус (D_{3f}) присутствует в объёме нижнего + среднего и верхнего подъярусов.

В составе нижнего + среднего подъярусов выделяются джьерский, тиманский + саргаевский и доманиковый горизонты.

Джьерский горизонт (D_{3dzt}) вмещает литологически невыдержанные песчано-алевролитовые пласты Ia и Ib и разделяющие и подстилающие их глинистые перемишки.

Отложения нерасчленённых тиманского и саргаевского горизонтов (D_{3tm+sr}) представлены преимущественно глинами с прослоями алевролитов, мелкозернистых кварцевых песчаников и глинистых известняков.

Толщина поддоманиковой толщи в пределах месторождения составляет 70-80 м.

Отложения доманикового горизонта (D_{3dm}) представлены глинисто-карбонатными отложениями доманиковой фации.

В составе верхнефранского подъяруса выделены ветласянский, сирачойский горизонты, а также ухтинская и усть-ухтинская свиты.

Отложения ветласянского (D_{3vt}) и сирачойского (D_{3src}) горизонтов, также как и нижележащего доманикового горизонта, представлены глинисто-карбонатными отложениями доманиковой фации.

Толщина доманикоидной составляет около 50 м.

Ухтинская и Усть-Ухтинская свиты верхнефранского подъяруса имеют двучленное строение.

Ухтинская (преимущественно терригенная) толща характеризуется постепенным уменьшением толщины терригенных отложений с запада на восток от 220 до 35 м. В этом же направлении происходит увеличение мощности вышележающих карбонатных пород этой же свиты от 10–15 до 100 м. Карбонатная толща представлена известняками, местами неравномерно глинистыми и сульфатизированными, а также доломитами.

Усть-Ухтинская (преимущественно карбонатная) толща так же, как и ухтинская толща, характеризуется невыдержанностью. Толщина терригенной усть-ухтинской свиты изменяется от 30 м на востоке до 100–120 м в средней части месторождения. Залегающая на глинистых образованиях карбонатная толща усть-ухтинской свиты в центральной части замещается (230–320 м) рифогенной, далее к востоку также переходящей в доманикоидную (около 30 м толщиной).

Толщина ухтинской и усть-ухтинской свит составляет 80–400 м.

Фаменский ярус – D_{3fm} присутствует в объёме двух подъярусов: нижнего и среднего.

Нижнефаменский подъярус – D_{3fm1} выделяется в составе задонского и елецкого горизонтов. Задонский горизонт – D_{3zd} в нижней части представлен преимущественно глинистыми породами, в верхней – карбонатным пластом. В промысловой практике

этот пласт совместно с нижележащими усть-ухтинской и ухтинской пачками представляет собой единый эксплуатационный объект, индексируемый пластом «Ф₂». Перекрывается продуктивный пласт Ф₂ относительно выдержанной по площади и толщине 25–30 метровой глинистой пачкой, известной под названием репера «Г» и являющейся надёжной крышкой нижележащей залежи нефти.

Елецкий горизонт – D_{3e1} залегает выше репера «Г». Преимущественно карбонатная толща елецкого горизонта представлена чередованием плотных и проницаемых пластов известняков в различной степени глинистых с прослоями аргиллитов и мергелей. Литологически – это преимущественно плотные и глинистые известняки с локальным развитием проницаемых разностей карбонатных пород, местами нефтенасыщенных.

В геологоразведочной практике проницаемые пласты индексируются как пласты Ф₁ – Ф₄, которые за исключением нижнего (Ф₁) на месторождении водонасыщены. Нижний продуктивный пласт Ф₁ литологически представлен преимущественно светло-серыми порово-кавернозными кристаллическими известняками и вторичными доломитами, иногда брекчиевидными, трещиноватыми. В средней части пласта, сложенной плотными, иногда глинистыми известняками, выделяются пропластки листоватых аргиллитов. Толщина пласта изменяется от 10 до 25 м.

Среднефаменский подъярус – D_{3fm2} представлен усть-печорским горизонтом – D_{3up}, присутствующим на площади месторождения не в полном объёме вследствие стратиграфического срезания его верхней части. В составе усть-печорского горизонта выделяется продуктивный пласт Ф₀, представленный неравномерно пористыми и кавернозными известняками и доломитами. В нижней части разреза среди известняков, в различной степени доломитизированных, и доломитов встречаются линзовидные прослои ангидритов.

В верхней – развиты доломиты мелко- и тонкозернистые, в различной степени известковистые. Присутствуют также прослои аргиллитов, а в кровле пласта нередко 1–2 метровые пропластки ангидрита. Породы пласта неравномерно сульфатизированные и пиритизированные. Характерно наличие трещин, каверн, стилолитовых швов.

Толщина отложений нижнефаменского подъяруса изменяется от 230 до 550 м среднефаменского подъяруса – от 60 до 100 м.

Каменноугольная система – С. В разрезе нижнего отдела каменноугольной системы выделяются визейские (С_{1v}) и серпуховские (С_{1s}) отложения, представленные неравномерно выщелоченными и сульфатизированными известняками и доломитами, с гнездами и прожилками гипса и ангидрита, местами глинистыми. В основании разреза отмечается прослой пестроцветных глин поздневизейского возраста. Толщина отложений нижнего карбона 60–80 м.

Средний отдел каменноугольной системы представлен в объёме башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус – С_{2b} сложен доломитами, доломитизированными и водорослевыми известняками, неравномерно сульфатизированными и окремнёнными, с пропластками глин. Толщина этих отложений – 20–35 м.

Московский ярус (С_{2m}) в нижней части сложен глинами и мергелями, переслаивающимися с известняками детритовыми, неравномерно глинистыми, выщелоченными. Верхняя часть представлена доломитами трещиноватыми и кавернозными, неравномерно выщелоченными и окремнёнными и известняками детритовыми и органогенно-обломочными. Толщина среднего отдела около 150 м.

Разрез верхнего отдела каменноугольной системы представлен однообразной толщей преимущественно водорослево-фораминиферовых и доломитизированных известняков, толщина 80–100 м.

Пермская система – Р. Нижнепермские отложения присутствуют в объёме ассельско-сакмарского (Р_{1a+s}), артинского (Р_{1ar}) и кунгурского (Р_{1k}) ярусов. Нижняя часть разреза представлена преимущественно органогенными и доломитизированными известняками с редкими прослоями глин, верхняя часть сложена переслаивающимися глинами, гипсами и оолитовыми известняками. Толщина отложений ассельско-сакмарского яруса 128–150 м, артинского яруса – 12–22 м, кунгурского – 10–40 м.

Верхний отдел пермской системы имеет толщину 420–500 м и представлен толщей красноцветных, местами зелёно-серых глин с прослоями кварцевых и полимиктовых песчаников.

Юрская система – J. Отложения юрской системы представлены терригенными породами – глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина отложений изменяется в пределах 110–180 м.

Четвертичная система – Q. Разрез четвертичной системы сложен серыми плотными глинами и суглинками с прослоями кварцевых песков с галькой, гравием и валунами. Толщина четвертичных образований, вскрытых скважинами Черногорского месторождения, составляет 20–40 м.

Нефтегазоносность продуктивных пластов

Нефтегазоносность разреза приурочена к средне- и верхнедевонским отложениям и представлена двумя этажами: нижним (терригенным), который является базисным и содержит более 65 % числящихся на государственном балансе начальных балансовых запасов месторождения и верхним (карбонатным).

Нижний эксплуатационный объект. В составе терригенной толщи месторождения выделены следующие продуктивные пласты: III+IIб, IIa, Ib в пределах среднего девона и пласты Ia и Ib в отложениях верхнего девона. По типу резервуара залежи в терригенных отложениях девона – пластовые. По типу ловушек относятся к структурно-стратиграфическим и литологически экранированным. Тип коллектора поровый. Разрез терригенных продуктивных пластов представлен переслаиванием песчаников койвенского, бийского, омринского, старооскольского и джьерского горизонтов, алевролитов, аргиллитоподобных глин.

Средняя глубина залегания залежей от 1890 до 1975 м. Продуктивные пласты характеризуются средней пористостью, достаточно высокой проницаемостью, невысокой расчленённостью.

Залежи пласта III+IIб представлены одним-двумя песчано-алевролитовыми прослоями, разделёнными глинистыми перемычками, лишь отдельные участки пласта имеют число прослоев до 12 (скважина № 318/2). Коэффициенты расчленённости и песчаности соответственно равны 4,1 и 0,76 доли ед.

Верхний эксплуатационный объект. Промышленная нефтегазоносность объекта связана с доманиково-турнейским карбонатным комплексом (карбонатными отложениями елецкого+задонского и усть-печорского горизонтов).

Объект объединяет в себе залежи нефти карбонатных отложений верхнефранского (пласт Φ_2) и нижнефаменского (пласт Φ_1) ярусов, залегающих на глубине 1450–1500 м. Кроме того, осуществляется пробная эксплуатация залежи нефти верхнего фамена (пласт Φ_0).

В карбонатных отложениях девона залежь пласта Φ_2 пластово-массивная и объединяет порово-каверново-карстовый массивный резервуар верхнефранского рифа с широко развитыми в нём трещинами, залежь пласта Φ_1 пластовая сводовая является наиболее крупной в верхнем этаже нефтеносности.

Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Характеристика пластовых флюидов Черногорского месторождения определена на основании исследований глубинных проб из скважин, расположенных в различных частях залежей.

Нефть залежи пласта III+IIб охарактеризована 24 глубинными пробами, отобранными до начала разработки в скважинах №№ 1, 2, 8, 14, 16, 17, 25, 56 и 16 глубинными пробами, отобранными после начала разработки в этих же скважинах.

Пластовая нефть из отложений III+IIб (западный участок) характеризуется плотностью 0,745–0,775 г/см³, вязкостью от 1,3 до 2,1 мПа · с. Объёмный коэффициент по данным ДР изменяется от 1,197 доли ед. (скважина № 17) до 1,24 доли ед. (скважина № 16), при принятом значении – 1,23.

Дегазированная нефть лёгкая, плотностью от 0,842 до 0,850 г/см³, смолистая (8,42 % масс.), парафинистая (4,14 % масс.), сернистая (0,70 % масс.), с высоким содержанием фракций, выкипающих до 200 °С (28 %). Кинематическая вязкость при 20 °С – 14,21 мм²/с (ОР). Температура застывания нефти от минус 4 °С до минус 11 °С.

Газосодержание нефти при однократном разгазировании изменяется от 85,8 до 102,8 м³/т (среднее значение 94,4 м³/т), принятое значение – 81,0 м³/т при дифференциальном разгазировании.

Растворённый газ по результатам ОР имеет плотность 1,473 кг/м³, относительную плотность по воздуху – 1,222 доли ед., молекулярную массу 35,2. Газ содержит (% мол): углекислого газа – 0,76, азота – 12,1, метана – 32,3.

Пластовая нефть из отложений III+IIб Ваньюского участка имеет плотность от 0,768 до 0,770 г/см³, вязкость – от 1,6 до 1,9 мПа · с. Газосодержание при дифференциальном разгазировании изменяется от 58,7 до 60,9 м³/т, объёмный коэффициент (ДР) – от 1,19 до 1,24 доли ед., при принятом значении 1,22.

Дегазированная нефть лёгкая, плотностью 0,850 г/см³, смолистая (6,90 % масс.), парафинистая (4,25 % масс.), сернистая (0,69 % масс.). Среднее значение кинематической вязкости при 20 °С – 14,72 мм²/с (ОР). Следует отметить, что в скважине № 56 температура застывания нефти доходит до минус 22,5 °С, что объясняется несколько пониженным содержанием парафина в нефти вблизи стратиграфического экрана продуктивных пластов. Газ, выделившийся при однократном разгазировании нефти, имеет плотность 1,463 кг/м³, плотность относительную по воздуху – 1,214 доли ед., содержит азот (15 % мол), углекислый газ (0,1 % мол), метан (30,5 % мол).

Нефть залежи в пласте IIa охарактеризована пятью глубинными пробами из двух скважин (скважины №№ 7 и 25), отобранным в период разведки и шести пробам из четырёх скважин (скважины №№ 7, 25, 26 и 35) после начала разработки залежи.

Среднее значение плотности пластовой нефти – 0,744 г/см³, динамической вязкости – 1,4 мПа · с. Объёмный коэффициент по данным дифференциального разгазирования составил 1,24 доли ед.

Дегазированная нефть лёгкая, плотностью от 0,839 до 0,860 г/см³ при среднем значении 0,851 г/см³. Содержание смол 6,30 % масс., серы – 0,88 % масс., парафина – 3,78 % масс.

Газосодержание нефти при дифференциальном разгазировании равно 83,2 м³/т. Кинематическая вязкость при 20 °С – 14,1 мм²/с при ОР.

Растворённый газ по результатам ОР имеет плотность 1,421 кг/м³, относительную плотность по воздуху – 1,18 доли ед., молекулярную массу 34,5. Газ содержит азот (11,9 % мол.), углекислый газ (0,58 % мол.), метан (34 % мол.).

Нефть залежи пласта Iб+Iв (восточная периклиналь) охарактеризована глубинной пробой нефти из интервала 1950,0-1968,8 м, взятой в скважине № 314.

Плотность пластовой нефти 0,724 г/см³, вязкость – 1,2 мПа · с. Газосодержание нефти и объёмный коэффициент соответственно равны 102,5 м³/т и 1,33 доли ед. по данным ДР.

Дегазированная нефть имеет плотность 0,848 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С – 17,18 мм²/с при ОР. Компонентный состав следующий (% масс.): асфальтены – 1,24; смолы – 6,74; парафины – 2,7; сера – 0,8.

Растворённый газ, выделившийся при однократном разгазировании нефти, содержит (% мол.): углекислого газа – 0,2, азота – 9,61, метана – 36,27. Плотность газа составляет 1,405 кг/м³, молекулярная масса – 33,89, плотность газа относительная по воздуху – 1,166 доли ед.

Из пластов Ia и Iб (западный участок) глубинные пробы нефти не отбирались, состав и свойства флюидов этих залежей приняты по аналогии с пробой нефти из залежи Iб+Iв (восточная периклиналь).

Пластовые воды продуктивных терригенных отложений Черногорского месторождения представляют термальные рассолы хлоркальциевого типа (по Сулину В.А.) с минерализацией, достигающей 248,2 г/л. Плотность пластовой воды изменяется в пределах 1,09-1,17 г/см³, общая жёсткость изменяется от 794,72 до 1615,11 мг-экв./л; реакция вод от весьма кислой до нейтральной (рН = 2,0-7,0). Содержание йода и

брома достигает промышленно-кондиционных значений. Йода в пластовой воде содержится от 3,81 до 11,34 мг/л (в среднем 7,50 мг/л); среднее содержание брома 681,81 мг/л при колебании от 139,5 до 981,74 мг/л.

Содержание сероводорода изменяется от 0,24 до 35,0 мг/л.

Нефти залежи пласта Φ_2 . Из пласта Φ_2 исследована глубинная проба из скважины № 44, отобранная в 1964 году, и 2 глубинные пробы из скважины № 153, извлечённые в 1967 году.

Нефть в пластовых условиях ($P_{пл} = 13,1$ МПа, $t_{пл} = 40$ °С) сильно недонасыщена газом ($P_{нас} = 5,08$ МПа). Принятые для пласта значения составляют: плотности – 0,858 г/см³, вязкости – 26,0 мПа · с.

Нефть в стандартных условиях относится к классу тяжёлых – 0,889 г/см³ и высоковязких – 56,3 мПа · с.

Нефть является парафинистой, смолистой и сернистой. В нефти содержится парафинов – 3,0 %, смол силикагелевых – 13 %, асфальтенов – 3 % и серы – 1,5 %.

Температура начала кипения – 58 °С. До 100 °С выкипает в среднем – 3 %, до 200 °С – 19,1 %, до 300 °С – 39,3 %. Объёмный коэффициент по данным ОР нефти равен 1,054.

Характерным для растворённого газа является высокое содержание азота – 68,4 % об. Ярко выражены агрессивные свойства – сероводорода содержится 0,44 % об. Плотность газа составляет 1,266 т/м³ по данным ОР, относительная плотность газа по воздуху – 1,051 доли ед.

Нефть залежи пласта Φ_1 охарактеризована двумя глубинными пробам из скважины № 13 на этапе разведки и пятью глубинными пробам из скважин №№ 43 и 47 – в процессе разработки. Кроме того, из скважин №№ 13, 16, 14/2 и 47 исследовано 7 устьевых проб.

Нефть в пластовых условиях ($P_{пл.нач.} = 13,3$ МПа, $t_{пл} = 40$ °С) сильно недонасыщена газом ($P_{нас} = 6,5$ МПа). Плотность пластовой нефти равна 0,824 г/см³, вязкость – 10,4 мПа · с.

По данным ОР газосодержание изменяется от 24,9 до 34,0 м³/т, по данным ДР – изменяется от 16,5 до 22,5 при принятом значении – 20,3 м³/т.

Объёмный коэффициент по данным ДР изменяется от 1,05 до 1,085 при среднем значении 1,063.

Нефть в стандартных условиях относится к классу средних – 0,865 г/см³ (0,846–0,878 г/см³), повышенной вязкости – 26,5 мПа · с (24,65–26,5 мПа · с).

Нефть является парафинистой, смолистой, сернистой. В нефти содержится: парафинов – 4,6 %; смол силикагелевых – 12,6 %; асфальтенов – 4,6 % и серы – 1,10 %. Температура плавления парафина равна 50 °С.

Температура начала кипения составляет в среднем 54 °С. До 100 °С выкипает в среднем – 6,0 %, до 200 °С – 24,5 %, до 300 °С – 42,0 %.

Растворённый газ содержит: азота – 19,55 % об., углекислого газа – 0,3 % об., метана – 31 % об., пропан-пентановой фракции – 37,55 % об., гелия – 0,03 % об. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,215 доли ед.

Нефть залежи пласта Φ_0 изучена только по устьевым пробам (скважины №№ 151, 162 и 167) ввиду глубинно-насосного способа эксплуатации.

Нефть в стандартных условиях относится к классу тяжёлых – 0,90 г/см³, высоковязкая – 67–100 мПа · с.

По компонентному составу нефть характеризуется как сернистая (1,5 %), смолистая (46–58 %), парафинистая, с содержанием легких фракций 13–23 % и растворённого сероводорода в попутном газе – 6,76 мг/л (0,44 %).

Пластовые воды продуктивных карбонатных отложений месторождения – термальные рассолы хлоркальциевого типа (по Сулину В.А.), хлоридно-натриевого состава с минерализацией свыше 200 г/л, плотностью 1,060–1,240 г/см³. Реакция вод от кислой до нейтральной (рН = 3,75 – 7,5). Микрокомпоненты (йод, бром и др.) в подземных водах верхнедевонских отложений содержатся в повышенных концентрациях, однако их содержание более низкое, чем в нижележащем комплексе. Содержание йода колеблется от 1,90 до 15,20 мг/л и при среднем значении 6,76 мг/л; брома – от 138,53 до 433,08 мг/л при среднем значении 310,07 мг/л.

Краткая характеристика проекта разработки

Для поддержания добычи нефти на Черногорском месторождении в период 2016–2019 гг. проведён ряд геолого-технических мероприятий, направленных на улучшение работы добывающих и нагнетательных скважин и снижения темпа падения добычи нефти, регулирование процессов разработки.

Из физических методов по добывающим скважинам применялись малоэнергетичный разрыв пласта (МЭРП), дострелы пластов объектов, одно мероприятие по переводу скважины на другой объект, реперфорация ранее вскрытых интервалов, из гидродинамических методов – форсирование (оптимизация) отборов жидкости, ввод скважин в эксплуатацию за счёт переводов с других категорий.

Для ограничения водопритока в скважинах проводились ремонтно-изоляционные работы (РИР).

С целью интенсификации добычи использовались обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин различными химреагентами и композициями. По группе химических методов воздействия проводились различные виды кислотных обработок.

По нагнетательному фонду наиболее широкое применение имели технологии, направленные на увеличение приёмистости скважин и выравнивания профиля приёмистости. Виды выполненных мероприятий, их количество и эффективность приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Виды выполненных мероприятий, их количество и эффективность

Мероприятия	Количество операций	Технологическая эффективность		
		тыс. тонн	тонн/сут.	успешность, %
МЭРП	19	48,9	1,7	100
Дострелы пластов	15	90,7	4,3	100
Реперфорация	35	80,1	2,4	94,3

Для повышения нефтеотдачи пластов использовались химические (потокоотклоняющие технологии) и гидродинамические (нестационарное заводнение) методы. Действие потокоотклоняющих технологий направлено на выравнивание профиля приёмистости нагнетательных скважин и перераспределение фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости и высокообводнённых пропластках продуктивных пластов.

Малоэнергетичный разрыв пласта (МЭРП). Для увеличения коэффициента продуктивности пластов выполнены локальные гидроразрывы пласта (технология МЭРП) в 19 добывающих скважинах. Основной объём скважино-операций (около 90 %) проводился в скважинах с терригенным коллектором.

Успешность обработок составила 100 %, дополнительная добыча составила 48,9 тыс. тонн нефти.

Приобщение пластов. С целью вовлечения в разработку недренируемых запасов на месторождении проведены мероприятия по дострелу пластов. За рассматриваемый период проведено 15 скв./опер, из них на шести скважинах с карбонатным коллектором и на девяти с терригенным. Дополнительная добыча 90,7 тыс. тонн нефти при приросте дебита нефти 4,3 тонн/сут. Успешность метода составила 100 %.

Реперфорация пластов используется для повышения продуктивности добывающих скважин. Всего выполнено 35 скв./опер. Успешность составила 94,3 %. Дополнительно добыто 80,1 тыс. тонн нефти при приросте дебита нефти на одну успешную операцию 2,4 тонн/сут.

Кроме использования данных работ в качестве самостоятельного метода восстановления и повышения продуктивности скважин, перфорационные работы проводились в составе ремонтно-изоляционных работ совместно с глинокислотными обработками, дренированием УОС и при вводе скважин из консервации и бездействия прошлых лет.

В скважинах №№ 37 и 402 эффект не получен, что, по всей видимости, обусловлено отсутствием промывки скважин после проведения перфорационных работ, что привело к загрязнению призабойной зоны пласта и, как следствие, к снижению коэффициента продуктивности.

Процесс реперфорации физически негативно влияет на техническое состояние эксплуатационной колонны, так как происходит разрушение (ослабление сцепления) цементного кольца. Поэтому перед проведением операции необходимо проведение подземных гидродинамических исследований (ПГИ) по определению технического состояния ЭК, оценки качества цементирования в прилегающем к зоне перфорации интервале с целью недопущения возникновения последующих негативных явлений, таких как заколонные перетоки, смещение ЭК.

Стадия разработки месторождения, динамика фонда скважин и показателей разработки

Освоение месторождения начато в 1961 году вводом в работу семи разведочных скважинах №№ 1, 2, 8, 11, 14, 17 и 56. К эксплуатационному разбурированию месторождения приступили в 1962 году.

Основной фонд эксплуатационных скважин закончен бурением к концу 1990 года; дополнительный, предназначенный для разбурирования северо-восточной части месторождения, – к концу 1994 года. Всего на месторождении пробурено 329 проектных скважин, из них 213 на нижние терригенные залежи и 116 на верхние карбонатные отложения.

Всего по месторождению в эксплуатации на нефть перебивали 296 скважин, под закачкой – 111 скважин. Пять скважин (№№ 97, 121, 135, 138 и 271) после выполнения проектного назначения на нижнем объекте, в разные сроки переведены на верхний объект. В начальной стадии разработки месторождения скважины эксплуатировались фонтанным способом. Всего фонтанным способом извлечено около 28 млн тонн нефти или 53 % от общего объема добытой нефти. С ростом обводнённости скважины переводились на механизированную добычу. Весь фонд механизирован. На 01.01. 2020 г. действующий фонд равен 115 добывающих и 29 нагнетательных скважин. 27 скважин оборудованы установками ЭЦН, 88 – УСШН. В ликвидированном фонде находится 51 скважина, из них 35 скважин по различным причинам ликвидированы после эксплуатации, как выполнившие проектное назначение, 16 ликвидированы сразу после бурения по геологическим причинам. Две скважины (№№ 149 и 159) находятся в ожидании ликвидации.

Простаивающий фонд равен 124 скважинам, из них в бездействии 18 скважин, в консервации 102.

В 2019 году фактическая добыча нефти по объекту выше проектной на 15 тыс. тонн или на 32 %, что находится в рамках допустимого отклонения при небольшом превышении проектного уровня отбора жидкости на 9,1 тыс. тонн или на 1,7 %. Годовая добыча нефти составила 61,5 тыс. тонн, жидкости – 547,1 тыс. тонн. Основными причинами превышения проектных уровней добычи нефти являются более низкая обводнённость продукции (проект 91,4 %, факт 88,8 %), более высокий дебит нефти (проект 2,7 тонн/сут., факт 3 тонн/сут.) и превышение фонда добывающих скважин (проект 51, факт 59).

В целом с точки зрения выработки запасов нефти разработка месторождения протекает удовлетворительно.

Основными мероприятиями по обеспечению запроектированных уровней добычи на перспективу являются:

- проведение мероприятий по сокращению законсервированного фонда скважин;
- перевод ряда добывающих скважин под нагнетание;
- проведение мероприятий по воздействию на пласт с целью выравнивания профиля приёмистости;
- воздействие на нефтяную залежь с целью повышения нефтеотдачи.

Учитывая, что запасы месторождения значительно выработаны и доля трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождении только будет увеличиваться, эффективность разработки залежей в значительной мере будет определяться тем, насколько успешно и своевременно будет решаться проблема вовлечения в более активную разработку указанных запасов.

Литература

1. Дополнение к проекту разработки Черногорского нефтяного месторождения: отчёт о НИР / Л.П. Матвеев [и др.]. – Ухта : ООО «ПечорНИПИнефть», 2009. – 456 с.
2. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
12. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
13. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие: в 2 частях. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
14. Абзалов А.В., Савенок О.В. Анализ причин отказов и разработка мероприятий по совершенствованию работы скважин Черногорского месторождения, оборудованных центробежными насосами // 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. (4–5 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : Издательство Армавирского государственного педагогического университета, 2020.
15. Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 144–148.
16. Григулецкий В.Г. О некоторых факторах, определяющих эффективность ГРП с закачкой больших количеств песка // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 44–53.
17. Исламов М.К., Абдрафиков А.Р., Арсланов Р.Ф. Повышение эффективности эксплуатации месторождений путем интенсификации притока нефти и газа к скважинам // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 182–184.
18. Анализ применения технологии направленного гидроразрыва пласта на Гриньковском нефтяном месторождении / С.И. Шиян [и др.] // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 265–276.

References

1. Addendum to the project of development of Chernogorskoe oil field: research report / L.P. Matveev [et al.]. – Ukhta : LLC «PechorNIPIneft», 2009. – 456 p.
2. Ecology during construction of oil and gas wells: textbook for students / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workbook for the discipline «oil and gas well completion» in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2012–2015. – Vol. 1–4.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-engineering, 2020. – 244 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. - Moscow: Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 p.
12. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. — M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
13. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: a training manual: in 2 parts. – Ukhta : Publishing Ukhta State Technical University, 2021.
14. Abzalov A.V., Savenok O.V. Analysis of the causes of failure and development of measures to improve the work of wells in the Chernogorsk field, equipped with centrifugal pumps // Scientific potential of universities – production and education: collection of articles on the materials of the III International Scientific-Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of the victory of the Soviet people in the Great Patriotic War 1941–1945, which was held in Ukhta. (December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir : Publishing house of Armavir State Pedagogical University, 2020.
15. Gribennikov O.A., Shumakher M.Y., Rud O.N. The issue of optimization of ESP operation by the example of Bobrovskoye field «Orenburgneft» // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 h. – Part 1. – P. 144–148.
16. Griguletsky V.G. On some factors determining the effectiveness of hydraulic fracturing with injection of large quantities of sand // Izvestia vysshee izuchenii. Oil and gas. – 2016. – № 4. – P. 44–53.
17. Islamov M.K., Abdrafikov A.R., Arslanov R.F. Increase of field operation efficiency by intensification of oil and gas inflow to wells // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 2. – P. 182–184.
18. Analysis of application of directed hydrofracturing technology in the Grinkovskoye oil field / S.I. Shiyan [et al.] // Bulatovskie readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 265–276.