

УДК 624.131.1 + 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ВАРАНДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR DESIGN AND ANALYSIS
OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE VARANDEYSKOYE FIELD**

Мартюшев Дмитрий Александрович

студент,
Ухтинский государственный
технический университет
limuric@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье рассматривается геолого-промысловая характеристика Варандейского месторождения. Приведены общие сведения о месторождении, тектоника и стратиграфия разреза; представлены сведения о состоянии продуктивных пластов, составе и свойствах флюидов, насыщающих продуктивные пласты, а также основные свойства нефти, газа и воды. На основании проекта эксплуатации и технологической схемы разработки описано текущее состояние разработки Варандейского месторождения.

Ключевые слова: общие сведения о месторождении; геологическое строение месторождения и залежей; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; состав и свойства пластовых флюидов; текущее состояние разработки месторождения; краткая характеристика проекта разработки месторождения; характеристика состояния разработки месторождения.

Martyushev Dmitry Aleksandrovich

Student,
Ukhta state technical university
limuric@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of the department
of development and operation
of oil and gas fields
and underground hydromechanics,
Ukhta state technical university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article discusses the geological and commercial characteristics of the Varandeynskoye field. General information about the deposit, tectonics and stratigraphy of the section are given; information on the state of productive formations, composition and properties of fluids saturating productive formations, as well as the main properties of oil, gas and water are presented. The current state of development of the Varandeynskoye field is described on the basis of the operation design and the development process flow chart.

Keywords: general information about the deposit; geological structure of the field and deposits; physical and hydrodynamic characteristics of productive formations; composition and properties of formation fluids; the current state of field development; a brief description of the field development project; description of the state of field development.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Варандейское месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 240 км северо-восточнее г. Нарьян-Мара, в непосредственной близости от береговой линии Баренцева моря. Ближайший населённый пункт п. Варандей находится в 5,5 км от месторождения, расположен на берегу моря.

В физико-географическом отношении месторождение расположено за Полярным кругом на северо-восточной окраине Восточно-Европейской равнины в центральной части Большеземельской тундры (рис. 1).

Месторождение расположено в пределах Варандейского лицензионного участка, недропользователем которого является ООО «Нарьянмарнефтегаз».



Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную пологоволнистую аккумулятивную равнину флювиогляциального генезиса с перепадами высот от 0 до 12 м, региональный наклон рельефа на северо-запад к Баренцеву морю. Значительная часть площади работ находится в приливной зоне, где абсолютные отметки не более 5 м.

Равнина сильно заболочена (100 %). Болота труднопроходимые, глубиной 1,0–1,5 м, полностью промерзают в зимнее время. Вода в них также солёная морская. Распространены как мелкие, так и крупные озёра. Озёра с уровнем воды от 0 до 8 м над уровнем моря, глубина их колеблется от 0,5 до 1,5 м. Все озёра в зимнее время (в конце декабря – начале января) промерзают до дна и вскрываются в первой половине июня. Толщина льда достигает 2–3 м, из-за чего обеспечение технической водой ограничено. Забор воды для целей бурения и испытания скважин в летнее время производится из поверхностных источников – озёр, рек.

Геологическое строение месторождения и залежей

В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах вала Сорокина в Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области (НГО), которая входит в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП).

Пробуренными скважинами осадочный разрез вскрыт до глубины 4561 м до девонских отложений.

Палеозойскую группу представляют силурийская, девонская, каменноугольная и пермская системы. Отложения нижнего отдела пермской системы залегают трансгрес-

сивно со стратиграфическим перерывом на размытой поверхности московского яруса нижнего карбона. Отдел представлен преимущественно карбонатными отложениями в нижней части и терригенными – в верхней части разреза. В составе нижнепермских отложений по многочисленным органическим остаткам определены нерасчленённые ассельский + сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. Кровля карбонатных отложений нижней перми представляет собой надёжный региональный репер, в связи с чем связанный с ней отражающий горизонт ОГ Iag является основным опорным горизонтом в районе.

В составе мезозойской группы выделены триасовые, юрские, меловые отложения. Триасовые отложения залегают со стратиграфическим несогласием на отложениях кунгурского яруса нижней перми и представлены терригенными континентальными фациями. В составе триаса выделяются снизу вверх: чаркабожская (нижний отдел), харалейская, ангуранская (нижний + средний отдел) и нарьянмарская свиты (верхний отдел).

Юрские отложения (нерасчленённые нижний + средний и верхний отделы) с перерывом залегают на размытой поверхности верхнего триаса.

Меловые отложения на Варандейской площади представлены только нижним отделом.

Четвертичные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях нижнего мела и представлены неравномерным переслаиванием песков, глин, суглинков, супесей, с включением гравийно-галечного материала.

В тектоническом отношении исследуемый район находится в северной части вала Сорокина, который является западным ограничением крупнейшего надпорядкового элемента Печорской синеклизы – Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАЗС). Вал наиболее отчетливо выражен по поверхности карбонатных пород нижней перми, где представляет собой узкий длинный горст, осложненный цепочкой локальных структур (Варандейская, Торавейская, Южно-Торавейская, Наульская, Лабоганская и т.д.), разделённых мелкими седловинами.

Структурное строение исследуемой площади изучено по поверхности складчатого основания и по маркирующим горизонтам в толще осадочного чехла, приуроченным к различным стратиграфическим системам фанерозоя.

По основным отражающим маркирующим горизонтам Варандейское поднятие от нижнедевонских до среднетриасовых отложений включительно имеет унаследованный характер и размеры в длину до 10 км, в ширину до 4,5 км, амплитуду от 40 до 70 м, увеличивающуюся с глубиной. Структура имеет два купола (южный и северный) и стыкуется на юге через узкий перешеек (перегиб на глубине – 1685 м) с Торавейским поднятием. В своде северного купола расположены скважины №№ 10г и 11 (пилотный и горизонтальный стволы), на крыльях – скважины №№ 1, 2, 10, 13г и 5; на опущенных блоках расположены скважины №№ 101, 123, 7 и 12; остальные скважины расположены на южном куполе или на его крыльях и периклинали. В пределах южного блока структуры шарнир складки, погружаясь и мягко ундулируя, образует несколько разновысоких куполов.

Крылья структуры круто погружаются во впадины до глубин – 2240 м. Западное крыло более крутое – углы падения пород по нижним горизонтам достигают 8–12°. Восточное крыло более пологое – углы падения до 5–7°.

Сейсмическими исследованиями 2D и 3D установлено наличие как региональных разломов в пределах Сорокинского вала, так и локальных в пределах Варандейской структуры. Сброс в центральной части нижнепермской залежи (между скважинами №№ 12 и 7) является экранирующим и разделил залежь на 2 части: южную и северную.

Промышленная нефтеносность на Варандейской площади установлена в карбонатных отложениях нижней перми и терригенных отложениях триаса.

В триасовых отложениях данного месторождения выявлено пять залежей нефти в пластах песчаников харалейской свиты (T_{1+2}) и чаркабожской свиты (T_1^{IV} , T_1^{III} , T_1^{II} , T_1^I). В песчаном пласте T_{1+2} в основании харалейской свиты открыта единая для всей северной части вала Сорокина залежь тяжёлой, вязкой нефти.

Песчаники серые, серо-зелёные, бурые при нефтенасыщении, полимиктовые, разнозернистые, часто мелко- и среднезернистые, от рыхлых до крепких, сцементированные

ванных глинистым или карбонатным цементом, часто косослоистые (от 5° до 30°), слюдистые. Песчано-алевролитовые обломки сильно изменены процессами выщелачивания. Зёрна кварца слабо корродированы, зёрна полевых шпатов сильно изменены, зёрна эффузивных обломков изменены очень сильно.

В пласте T_1^I в подошве нижнетриасовых отложений песчаники местами конгломератовидные, в подошве встречены прослои конгломератов, содержащих гальки чёрных кремней и окатыши глин.

Алевролиты серые, серо-зелёные, полимиктовые, разной плотности, слюдистые, часто переходящие в глины. Глины пестроцветные красно-бурые, зелёные, шоколадно-коричневые, местами аргиллитоподобные, алевролитистые, слюдистые. Породы отличаются высокой литологической изменчивостью по разрезу и по площади. Слагающие их отдельные прослои песчаных коллекторов характеризуются прерывистой, отчасти линзовидной формой залегания. По имеющимся данным внутри продуктивных пластов непроницаемые прослои, более или менее выдержанные по площади, не прослеживаются, т.е. каждый выделенный пласт представляет собой единый подземный резервуар с большим числом внутренних экранов (как вертикальных, так и латеральных) и тупиковых зон.

Наиболее сложным строением характеризуется пласт T_1^I . В его строении по керновым данным принимают участие три основных литотипа: глинисто-алевролитовые непроницаемые породы, тонкослоистые песчано-алевролитовые породы с нефтенасыщенностью преимущественно по песчаным слоям (толщины до первых десятков сантиметров), слабосцементированные до рыхлых песчаники.

Пласт T_1^{II} неоднороден как по площади, так и по разрезу, сложен чередованием песчаников, алевролитов, глинистых алевролитов и глин. Промышленная продуктивность приурочена к относительно выдержанному песчаному телу, расположенному в подошве пласта на северо-восточном крыле складки и вскрытому 6 скважинами. В пяти из них он представлен одним прослоем толщиной порядка 7 м и только в скважине № 112 коллектор разбивается на два пропластка толщиной около 1 м каждый. Остальные песчаники в разрезе пласта водонасыщены.

Пласт T_1^{III} характеризуется наибольшей толщиной среди продуктивных пластов триаса (66 м в среднем). Коллектора в центральной части площади залегают в виде 1–5 пропластков, число которых увеличивается в направлении к крыльям поднятия, где достигает 13 (скважина № 5). В пределах пласта между скважинами №№ 9 и 110 по данным подсчета запасов предполагается наличие литологического вреза, который разделяет нефтенасыщенную (в центре и на северной периклинали) и водонасыщенную (на южной периклинали и на восточном склоне поднятия) части пласта. Коллектора в продуктивной части пласта литологически и гидродинамически сообщаются и отделены от коллекторов нижележащего пласта T_1^{II} глинистой перемычкой толщиной от 37,4 до 49,0 м.

Пласт T_1^{IV} не выдержан как по площади, так и по разрезу, коллектора в его разрезе выделены в 17 скважинах из 30 и представлены 1–3 пропластками толщиной от 1,2 до 4,8 м. На востоке и северо-западе они замещаются непроницаемыми разностями. Толщина непроницаемого интервала до коллекторов пласта T_1^{III} изменяется от 16,7 до 76,3 м.

Пласт T_{1+2} харалейской свиты в песчаных фациях распространён по всей площади месторождения. Коллектора пласта представлены 1–3, реже 4 пропластками толщиной от 0,5 (скважина № 1002) до 6,7 м (скважина № 108). Хотя зон литологического замещения коллекторов существующим фондом скважин не выявлено, из-за сравнительно небольшой толщины пласта не исключено их обнаружения в дальнейшем, по мере разбуривания. Толщина непроницаемого интервала до коллекторов пласта T_1^{IV} изменяется от 17,6 до 39,4 м.

Приуроченные к этим пластам залежи по типу относятся к пластовым сводовым, осложнённым литологическими экранами. Промышленная продуктивность установлена по данным опробования и промыслово-геофизических исследований скважин.

Нефтяная залежь Варандейского месторождения, приуроченная к нижнепермским отложениям, имеет размеры 10×2,2 км при максимальной высоте 54 м от уровня ВНК. Залежь имеет сложную конфигурацию и осложнена тектоническими нарушениями, которые разбивают её на северный, центральный и южный блоки. Гипсометрически блоки опущены относительно друг друга на 10–15 м. Сброс в центральной части залежи является экранирующим, делит залежь на 2 части. В южной части залежи ВНК принят по результатам опробования и материалам ГИС на АО – 1670 м, в северной – на АО – 1680 м.

По литолого-фациальным особенностям на основании данных ГИС и исследований керн в разрезе нижнепермских отложений выделено 3 пачки (сверху вниз):

- 1) кремнисто-карбонатная;
- 2) карбонатно-кремнистая;
- 3) карбонатная.

Первая и вторая пачка по возрасту относятся к артинскому ярусу, третья – к нерасчлененному ассельско-сакмарскому. Каждая пачка характеризуется отличными от других фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и проницаемая её часть отделена от выше- и нижележащих пачек перемычками переменной толщины. На отдельных локальных участках эти перемычки исчезают (не выделяются по ГИС), образуя окна слияния коллекторов.

Первая пачка продуктивных отложений артинского яруса представлена чередованием известняков органогенно-детритовых и органогенно-обломочных, причём последние приурочены, преимущественно, в кровельной части пачки. Породы неравномерно перекристаллизованные и доломитизированные, с линзами окремнения. Текстура беспорядочная, слоисто-пятнистая, с наличием стилолитовых швов. Структура разнообломочная, преимущественно мелкодетритовая (размер обломков, в основном, 0,2–1 мм). Обломочный материал занимает до 80 % объёма породы, обломки слабо-, среднеокатанные. Цемент известняков вторичный, смешанный. В чистых разностях цемент порового, базально-порового типа, представлен вторичным средне-, мелкозернистым кальцитом. В окремнелых известняках цемент базальный, порово-базальный, тонкоагрегантный халцедоновый, с включениями изотропного опаловидного вещества. В большей степени именно состав и тип цемента определяют ФЕС данных пород. В нижней части разреза пачки развита трещиноватость.

Вторая пачка артинского яруса сложена известняками интенсивно окремнелыми и карбонатно-кремнистыми породами. Известняки слабодоломитизированные (содержание доломита составляет в среднем 5,1 %), с пятнистым окремнением, обломочно-детритовые, детритово-тонкокристаллические, неяснослойчатые. В составе обломочного материала, наряду с карбонатным детритом, присутствует значительное количество обломков кремниевых губок.

Карбонатно-кремнистые породы (сильно окремнелые известняки и известковые спонголиты) с органолитовой и криптокристаллической структурами, неяснослойчатые. Содержание кремнистой компоненты в составе данных пород составляет 40–80 %, она присутствует как в виде органогенного детрита и шлама, так и глобулярной матрицы, в которую помещены карбонатные реликты.

Наблюдаются достаточно многочисленные, хаотично ориентированные минеральные трещины длиной до 20 мм и толщиной от 0,008 до 1,1 мм. В известняках трещины залечены преимущественно полисинтетическим кальцитом, а в карбонатно-кремнистых породах заполнены халцедоном по стенкам трещин, опалом и кальцитом – центральные полости. Также встречаются более редкие открытые трещины длиной до 25 мм и толщиной до 0,025 мм.

Третья пачка продуктивных отложений нижней перми представлена известняками органогенно-детритовыми (вакстоун-пакстоун) и детритово-биоморфными, неяснослойчатыми, со следами слабой биотурбации. Доминирующей составляющей в обеих разностях пород являются водорослевые образования. Отложения этой пачки отличаются от первых двух значительным уменьшением в своём составе кремнистых пород (в среднем 10,4 %). Породы интенсивно перекристаллизованные. Пористость внутриволостного, ячеистого и трещинного типов, большая часть пор заполнена спари-

товым цементом, в некоторых случаях внутриполостные и ячеистые поры заполнены тёмно-бурым органическим веществом. Встречаются редкие, мелкие, чаще изолированные каверны, приуроченные к биоморфно-детритовым известнякам, форма каверн угловато-изометричная и щелевидная.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Отложения нижней перми

На Варандейском месторождении отложения нижней перми характеризуются резкой изменчивостью физических свойств, обусловленной существенными вариациями пористости (0,7–31,1 %), минералогической плотности (2,37–2,75 г/см³), количества нерастворимого остатка (до 75 %), а также структурой порового пространства.

Емкостное пространство пород определяется пустотами первичного и вторичного происхождения.

К первичным пустотам относятся субкапиллярные и капиллярные поры, располагающиеся между зернами кальцита, слагающего органические остатки и цемент.

К вторичным пустотам относятся преимущественно поры, реже каверны, обусловленные своим происхождением процессам выщелачивания. Располагаются они в органических остатках и цементе, а также вдоль открытых и минеральных трещин. Развита они неравномерно. Размер пор различный (0,1–1 мм), имеются каверны размером до 5 мм. Максимальные значения вторичной пористости по шлифам достигают 10–15 %.

Трещиноватость имеет преимущественно вертикальную направленность. В более плотных известняках появляются системы наклонных трещин. В отдельных образцах появляются хаотические короткие трещины. Представляя собой фильтрационные каналы, трещины образуют сообщающуюся систему внутри слоистой толщи известняков, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами, что определяет неравномерный характер насыщения.

Большинство трещин относятся к категории внутрипластовых (до 16 см), наряду с ними присутствуют единичные трещины большой протяжённости (до 3 м), секущие серии пластов. В секущих трещинах отмечаются следы миграции нефти. Раскрытость трещин 15–20 мкм, трещинная проницаемость не превышает 5 мД. По результатам гидродинамических исследований скважин можно заключить, что в латеральном направлении трещины имеют преимущественную ориентацию с юго-востока на северо-запад.

В пачке I трещиноватость развита, в основном, в низкопористых породах – от 1 до 8 %, в пачке II диапазон развития трещиноватости шире – от 3 до 18 %. Наличие трещиноватости в пачке I способствует образованию сообщаемости между собой более пористых пропластков, в пачке II – образованию дополнительного фильтрационного потенциала слабопроницаемых поровых коллекторов.

Для порового типа коллектора в I и III пачках отмечается повышенный разброс точек, объясняемый неоднородностью структуры пустотного пространства, которая в свою очередь обусловлена избирательностью процессов выщелачивания.

Таким образом, нижнепермский карбонатный резервуар, вмещающий залежь нефти, сложен коллекторами различного типа с широким диапазоном ФЕС, изменяющихся как по разрезу, так и по площади. Преобладающим является поровый тип коллектора, в подчинённом объёме развиты порово-трещинный и трещинный типы.

По результатам гидродинамических исследований в эксплуатационных скважинах проницаемость значительно выше, чем по керну, и изменяется от 0,0006 до 0,935 мкм², в среднем составляя 0,123 мкм². Такая высокая проницаемость связана с наличием трещинных коллекторов.

Для матрицы карбонатных пород нижней перми характерны значительные колебания пористости и проницаемости. Так, по первой пачке пористость коллекторов по керну меняется от 5,9 до 25,4 %, проницаемость – от 0,002 до 295,1 · 10⁻³ мкм²; по второй пачке – от 12,2 до 31,1 % и от 0,04 до 64,15 · 10⁻³ мкм² и по третьей – соответственно от 8,6 до 30,6 % и от 0,3 до 15 · 10⁻³ мкм².

Триасовые отложения

Продуктивная толща чаркабожской и харалейской свит представлена отложениями континентальных фаций – красноцветными и пестроцветными породами, залегающих в виде переслаивания песчаников, алевролитов, глин и их переходных разновидностей. Коллекторами в основном служат средне- и мелкозернистые песчаники от среднесцементированных до рыхлых.

Особенностью терригенных коллекторов разреза является то, что они в большей своей части представлены слабосцементированными и рыхлыми разновидностями с высоким содержанием глин. Общая глинистость нефтенасыщенных пород чаркабожской свиты изменяется от 10 до 45 %, харалейской свиты от 0 до 30 %. В целом с уменьшением возраста триасовых отложений общая глинистость нефтенасыщенных пород уменьшается при относительно постоянном соотношении гранулометрического состава пород.

По характеру распределения глинистых минералов в разрезе присутствует рассеянная, структурная и слоистая глинистости, что в конечном итоге обуславливает высокую остаточную водонасыщенность коллекторов и в особенности в отложениях чаркабожской свиты до 41–67 % (пласты T_1^{IV} и др.). Остаточная водонасыщенность определялась методом капилляриметрии и ЯМР на экстрагированных образцах. По этим данным для отложений чаркабожской свиты остаточная водонасыщенность может иметь значения от 40 до 95 % с модальными значениями 52 и 79 %. Для отложений харалейской свиты содержание остаточной воды может меняться от 44 до 75 % с модальным значением 65 %. Во всём разрезе триаса присутствуют набухающие глинистые минералы – смектит и монтмориллонит, реже встречается волконскоит. С увеличением глинистости пород отмечается и рост содержания набухающих глинистых минералов. В зоне распределения коллекторов содержание набухающих минералов, как правило, не превышает 10 %.

Для триасовых отложений была также определена внутризерновая пористость, которая изменяется от 1 до 7 % с модальным значением 5 %, эта пористость приурочена к зёрнам структурной глины и частично изменённым зёрнам эффузивных пород и полевых шпатов.

Сопоставление величин открытой пористости и проницаемости по керновым данным показывает слабую корреляционную связь между этими параметрами, что является отражением полифациального характера пород-коллекторов.

По результатам интерпретации ГИС коллектора в триасовых отложениях на Варандейском месторождении также характеризуются высокой степенью неоднородности.

Состав и свойства пластовых флюидов

Нефти нижнепермской залежи

Нефть нижнепермской залежи Варандейского месторождения относится к тяжёлым (плотность при 20 °С составляет 901,0 кг/м³), с повышенной вязкостью (7,1 МПа·с в пластовых условиях), смолистым, малопарафиновым, высокосернистым (серы свыше 2 %). Закономерностей в изменении свойств пластовой нефти как по разрезу, так и по площади залежи не отмечается.

Нефть в пластовых условиях содержит незначительное количество газа. Давление насыщения значительно ниже пластового и соответствует 7,66 МПа. Среднее газосодержание пластовой нефти по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб составляет 42,53 м³/т.

Растворённый в нефти газ преимущественно метановый по составу, содержит сероводород в довольно значительных количествах (в среднем по залежи 0,240 % об.), азот и углекислый газ. В газе обнаружено присутствие водорода. Концентрация гелия составляет в среднем 0,006 %, т.е. гораздо ниже кондиционного значения (0,035 %).

Нефти залежей в триасовых отложениях

На качественном уровне нефти из продуктивных отложений триаса характеризуется как тяжёлые, вязкие и высоковязкие, недонасыщенные газом. Давление насыщения нефти газом значительно ниже пластового.

Сепарированные нефти чаркабожской свиты тяжёлые, высоковязкие, смолисто-асфальтенистые, сернистые. Они содержат небольшие количества бензиновых фракций, до 200 °С выкипает 1–13 % об. По всем параметрам нефть пласта T_1^I отличается от нефтей остальных пластов: менее тяжёлые (плотность 866 кг/м³ против 956,5–979,5 по вышележащим пластам), вязкость 8,76 МПа·с, давление насыщения 8 МПа, газосодержание – 28,9 м³/т.

По данным исследования устьевых проб нефти харалейской свиты очень тяжёлые, плотностью 0,960–0,994 г/см³, высоковязкие, низкопарафинистые (парафина в среднем 0,93 %), сернистые (серы 2,70 %). Они содержат большое количество смолисто-асфальтеновых веществ (9,67–12,63 % асфальтенов и 10,43–13,49 % силикагелевых смол). Они практически не содержат светлых фракций.

Нефти триасовых отложений содержат значительные количества ванадия, железа и никеля, концентрация которых подчиняются следующей закономерности $Fe > V > Ni$. Преобладание железа типично для триасовой нефти. Высокое содержание металлов, с одной стороны, создаст проблемы при переработке нефти, так как ухудшает действие катализаторов. С другой стороны, некондиционные (непромышленные) содержания металлов не позволяют рассматривать нефти месторождения в качестве сырья для их извлечения.

Краткая характеристика проекта разработки месторождения

На разработку Варандейского месторождения составлено шесть проектных технологических документов.

В 1994 году институтом ВНИИ «СевКавНИПинефть» составлен первый проектный документ – «Проект пробной эксплуатации Варандейского месторождения» (протокол ЦКР от 16.11.1994 г. № 1774).

В 1998 году было принято решение о переносе срока действия «Проекта пробной эксплуатации» на период 1999-2001 гг. (письмо от 25.11.1998 г., № ВГ-9644, подписанное Заместителем министра топлива и энергетики РФ).

В 2001 году НТЦ «Архангельскгеолдобыча» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации Варандейского месторождения» (протокол ЦКР от 03.04.2001 г. № 2685) с целью создания семиточечного элемента с расстоянием между скважинами 600 м. Проектные показатели утверждены на период 2001-2002 гг.

По результатам разведочного и эксплуатационного бурения уточнено геологическое строение нижнепермской залежи.

В 2003 году на месторождении отсутствовал рабочий проектный документ.

В 2004 году Компанией «ПетроАльянс» составлен «Анализ разработки нижнепермской залежи Варандейского месторождения» (протокол ЦКР от 23.09.2004 г. № 3218) с целью уточнения извлекаемых запасов, совершенствования системы разработки и технологии добычи. Проектные показатели утверждены на период 2004–2007 гг.

Запасы углеводородов по триасовым пластам Варандейского месторождения подсчитаны ООО «ЛУКОЙЛ – ВолгоградНИПИморнефть» по договору с ООО «Нарьянмарнефтегаз» и утверждены ГКЗ Роснедра в 2005 году (протокол от 29.04.2005 г. № 1020).

В 2006-2007 гг. ООО «АНТ Технойл» и Компанией «ПетроАльянс» выполнялись «Авторские надзоры за реализацией проектного документа на разработку нижнепермской залежи Варандейского месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ТПП от 14.06.2006 г. № 454 и протокол ЦКР Роснедра от 04.10.2007 г. № 533). Основные утверждённые проектные решения оставлены без изменения. Предусмотрена дальнейшая реализация утверждённой системы разработки, откорректированы технологические показатели разработки и программы ГТМ нижнепермской залежи Варандейского месторождения.

Запасы углеводородов нижнепермских отложений Варандейского месторождения пересчитаны ООО «ЛУКОЙЛ – ВолгоградНИПИморнефть» по договору с ООО «Нарьянмарнефтегаз» и утверждены ГКЗ Роснедра (протокол от 31.01.2007 г. № 1338-дсп).

В 2007 году после уточнения геологического строения ООО «АНТ ТЕХНОИЛ» составлена «Технологическая схема разработки Варандейского месторождения».

Характеристика состояния разработки месторождения

Месторождение открыто в 1975 году, введено в пробную эксплуатацию в 1999 году. В разработке находится один эксплуатационный объект – пласт нижепермских отложений P_1 .

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении отобрано 959 тыс. тонн нефти. До пробной эксплуатации было отобрано 133 тыс. тонн безводной нефти для обслуживания котельной. Текущий КИН (от запасов разрабатываемого пласта по категориям $B + C_1$ – 15918 тыс. тонн) составил 0,06 при обводнённости продукции 57,1 %. Накопленная добыча жидкости – 1442,8 тыс. тонн. Разработка месторождения ведётся на режиме истощения пластовой энергии.

На балансе предприятия числится 43 скважины, в том числе: добывающих – 29, специальных – 11, наблюдательных – 3. Коэффициенты использования добывающих скважин – 0,94. Коэффициенты эксплуатации действующего фонда добывающих скважин – 0,95.

По переходящим скважинам фактическая добыча нефти – 68,7 тыс. тонн соответствует проекту – 67,9 тыс. тонн. Незначительное отклонение отработанного времени переходящих скважин – 3929 сут., проект – 4159 сут. (отклонение – 6 %) удалось компенсировать за счёт увеличения производительности скважин, дебит по нефти которых (17,5 тонн/сут.) выше проектной величины (16,3 тонн/сут.) на 7 %. Добыча жидкости по переходящим скважинам в 2018 году составила 160,2 тыс. тонн, при проектном отборе – 183 тыс. тонн (отклонение – 12 %). Отклонение связано с меньшей, чем ожидалось, продуктивностью переходящих скважин и соответственно меньшим отбором жидкости. В 2018 году средний дебит переходящих скважин по жидкости составил 40,8 тонн/сут., при проектном – 44 тонн/сут. (отклонение – 7 %).

За всю историю разработки на 01.01.2019 г. в эксплуатации на нефть на Варандейском месторождении перебивало 14 скважин. До пробной эксплуатации из поисково-разведочных скважин №№ 3 и 4 было отобрано 133 тыс. тонн (106 и 27 тыс. тонн соответственно) безводной нефти для обслуживания котельной.

В период 2014–2018 гг. отборы нефти за месяц постепенно снижались и в 2018 году в среднем составили 5728 тонн/мес.

Накопленный отбор нефти по скважинам изменяется от 1,4 тыс. тонн (скважина № 1006) до 194,1 тыс. тонн (скважина № 3) и в среднем составляет 68,5 тыс. тонн.

В 2018 году по объекту P_1 добыто нефти 68,7 тыс. тонн, жидкости – 160,2 тыс. тонн. Темп отбора от НИЗ – 1,2 %. На 01.01.2019 г. отобрано 18,3 % от НИЗ при обводнённости продукции 57,1 %.

В эксплуатации на нефть перебивало 14 скважин. На дату анализа добывающие скважины эксплуатируются с дебитами по нефти от 3,4 до 57,7 тонн/сут., в среднем – 17,6 тонн/сут., с дебитами по жидкости от 19,0 до 65,2 тонн/сут., в среднем – 42,1 тонн/сут., обводнённость скважин – 2,0–89,4 %, в среднем – 58,3 %. Забойные давления в скважинах изменяются от 6,9 до 13,3 МПа, в среднем равны 8,9 МПа. Скважины эксплуатируются механизированным способом.

Литература

1. Дополнение к технологической схеме разработки Варандейского месторождения : отчёт. – Ухта : ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2011.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – 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 : 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 : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Мордвинов А.А., Воронина Н.В., Каракчиев Э.И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов : учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2002. – 114 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
15. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
18. Журавлёва Л.М. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород овинпармского горизонта Варандей-Адзвинской структурной зоны (Тимано-Печорская провинция) // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – № 2. – С. 50–56.
19. Зверев И.О. [и др.]. Предпосылки формирования тектонически экранированных залежей нефти на севере Варандей-Адзвинской зоны // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 18–21.
20. Кисаева А.В., Резванов Э.Р. Геологический обзор нефтегазоносных комплексов Варандей-Адзвинской области // Ежегодный сборник научных трудов. ГАНУ «Институт стратегических исследований РБ» «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения». – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2019. – С. 125–127.
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. – № 09. – 28 с.
22. Мотрук В.Д., Русалин А.М. Результаты геолого-разведочных работ на лицензионном участке Варандей-Адзвинской зоны // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 80–83.
23. Сотникова А.Г. Зоны нефтегазонакопления и приоритетные направления воспроизводства запасов нефти в карбонатных комплексах Варандей-Адзвинского авлакогена // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. – С. 18.
24. Тимонина Н.Н. Особенности строения природных резервуаров в триасовых отложениях севера Варандей-Адзвинской структурной зоны / Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России» (16–18 апреля 2019 года, г. Сыктывкар). – Сыктывкар : Издательство Института геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук, 2019. – С. 125–127.
25. Юрьева З.П., Валиукевичиус Й. Нижний девон Варандей-Адзвинской структурной зоны (стратиграфия, корреляция) // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2012. – № 5 (209). – С. 006–010.
26. 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.

References

1. Addendum to the technological scheme of Varandey field development : report. – Ukhita : LLC «LUKOIL-Engineering», 2011.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a training manual for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 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 – South, 2016. – 576 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Mordvinov A.A., Voronina N., Karakchiev E.I. Laboratory and Experimental and Practical Methods of Oil and Gas Field Processes Research : a Training Manual. – Ukhta : USTU, 2002. – 114 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocheerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
13. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
14. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of determination of conditions of occurrence of the factors of pre-beach complications // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
15. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physicochemical models and methods of forecasting the state of the collector rocks // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of development of multilayer deposits // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
18. Zhuravleva L.M. Filtration and capacitive properties of carbonate rocks of Ovinparm horizon Varandey-Adzvin structural zone (Timan-Pechora province) // Oil, gas and business. – 2014. – № 2. – P. 50–56.
19. Zverev I.O. [et al.]. Prerequisites to the formation of tectonically shielded oil deposits in the north of the Varandey-Adzvin zone // Oil industry. – 2012. – № 11. – P. 18–21.
20. Kisaeva A.V., Rezmanov E.R. Geological survey of oil and gas bearing complexes in Varandey-Adzvin region // Annual collection of scientific papers. SASU «Institute for Strategic Studies RB». «Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions». – Ufa : Publishing house of Ufa State Oil Technical University, 2019. – P. 125–127.
21. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental studies of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
22. Motruk V.D., Rusalina A.M. Results of geological and exploration work on the license area Varandey-Adzvin structural zone // Oil industry. – 2011. – № 12. – P. 80–83.
23. Sotnikova A.G. Oil and gas accumulation zones and priority directions of oil reserves reproduction in carbonate complexes of Varandey-Adzvin avlacogen // Oil and gas geology. Theory and Practice. – 2010. – Vol. 5. – № 1. – P. 18.
24. Timonina N.N. Features of the structure of natural reservoirs in the Triassic sediments of the north of Varandey-Adzvin structural zone / Proceedings of the XVII Geological Congress of the Komi Republic «Geology and Mineral Resources of the European North-East of Russia» (16–18 April 2019, Syktyvkar). – Syktyvkar : Publishing house of the Institute of Geology of Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2019. – P. 125–127.
25. Yuryeva Z.P., Valiukevichius Y. Lower Devon of Varandey-Adzvin structural zone (stratigraphy, correlation) // Bulletin of Institute of Geology of Komi Scientific Center of Ural Branch of Russian Academy of Sciences. – 2012. – № 5 (209). – P. 006–010.
26. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas field development. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of entry December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.