

УДК 550.812

## АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ ВОСТОЧНО-ЛАМБЕЙШОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



## ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION OF THE VOSTOCHNO-LAMBEYSHORSKOYE FIELD

### Талеев Анатолий Евгеньевич

студент направления подготовки 21.03.01  
«Нефтегазовое дело»,  
Ухтинский государственный технический университет  
taleev135@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 приведена геолого-физическая характеристика Восточно-Ламбейшорского месторождения, расположенного на территории Усинского района Республики Коми. Описываются общие сведения о месторождении, стратиграфическое и тектоническое строение месторождения и залежей, а также нефтегазоносность месторождения. Рассмотрена физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов, свойства и состав пластовых флюидов.

**Ключевые слова:** геолого-физическая характеристика месторождения; общие сведения о месторождении; стратиграфия и тектоника месторождения; нефтегазоносность месторождения; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; свойства и состав пластовых флюидов.

### Taleev Anatoly Evgenievich

Student Training Direction 21.03.01  
«Oil and Gas Engineering»,  
Ukhta State Technical University  
taleev135@mail.ru

### Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Department of Development and  
Operation of Oil and Gas Fields and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article presents the geological and physical characteristics of the Vostochno-Lambeishorskoye field located in the Usinsk region of the Komi Republic. General information about the field, the stratigraphic and tectonic structure of the field and deposits, as well as the oil and gas content of the field are described. Physical and hydrodynamic characteristics of productive formations, properties and composition of formation fluids are considered.

**Keywords:** geological and physical characteristics of the deposit; general information about the deposit; field stratigraphy and tectonics; oil and gas content of the field; physical and hydrodynamic characteristics of productive formations; properties and composition of formation fluids.

### Общие сведения о месторождении

**В** административном отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми (рис. 1). Административный центр г. Усинск находится в 115 км к юго-востоку. В 25–35 км к востоку находятся крупные разрабатываемые нефтяные месторождения Возейской группы (Возейское, Верхневозейское) и в 45 км к юго-востоку расположено Баяндыское нефтяное месторождение.

В географическом отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение располагается в пределах северо-восточной части Печорской низменности в левобережном бассейне р. Лая, протекающей в 3 км западнее месторождения. Площадь работ располагается на поверхности водно-ледниковой равнины.

Местность представляет собой низменную волнистую, местами плоскую равнину.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Лая (правый приток I порядка р. Печоры) и в пределах площади представлена р. Лысутейвис, р. Пыжшор и другими безымянными притоками I и II порядков, пересекающими район и имеющими извилистое русло. По гидрологическому районированию район работ относится к Нижнепечорскому округу, Нижнепечорскому правобережному району. Большинство рек вытекает из болот и озёр и имеет таёжный характер. Заболоченность плоских водоразделов до 40 %.

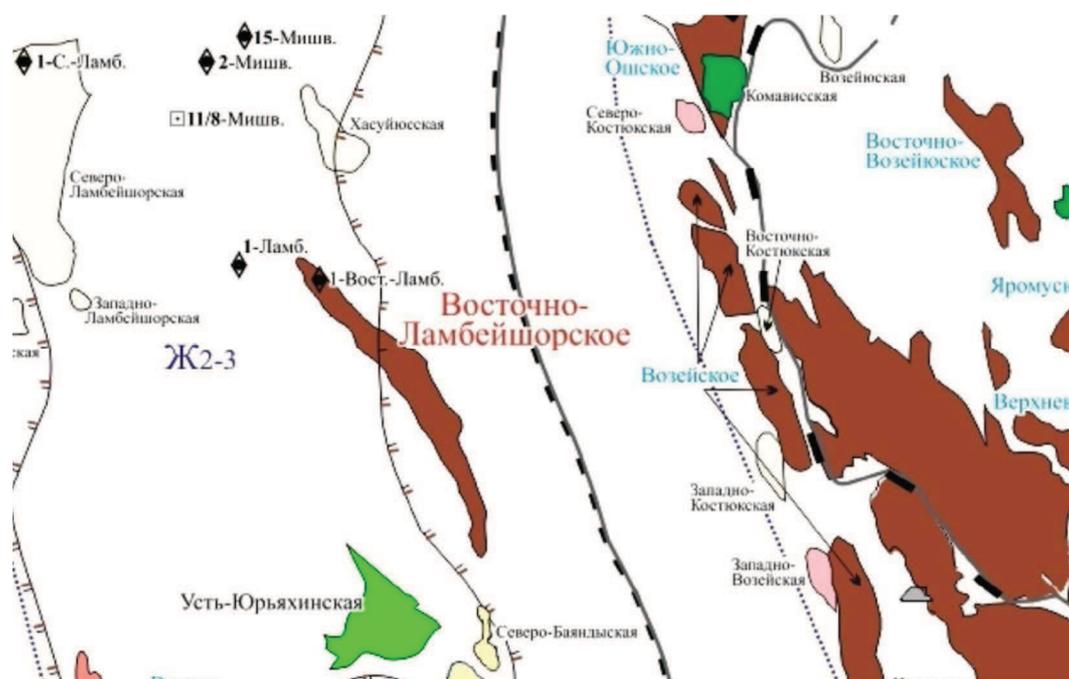


Рисунок 1 – Обзорная карта

### Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие породы фундамента и осадочного чехла, представленные протерозойскими, палеозойскими, мезозойскими и четвертичными отложениями.

Верхнепротерозойский комплекс – PR<sub>2</sub>. Эффузивная толща состоит из сургучно-красных, розовых и зеленоватых риолитов и тёмно-малиновых фельзитов, серовато-зелёных кварцевых порфиров и альбитофиров. В них наблюдаются прослои туфов. Кровля протерозойских отложений, по сейсморазведочным данным, прогнозируется на Восточно-Ламбейшорской площади на глубинах 5,4–6,0 км.

**Ордовикская система** – O. Ордовикская система с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на рифей-вендском фундаменте.

**Средний и верхний отделы** – O<sub>2-3</sub>. На большей части провинции средний отдел ордовика выделяется в объёме маломакарихинского горизонта карадокского яруса, а верхний – в объёме ашгиллского яруса. Последний подразделяется на устьзыбский, малотавротинский и салюкинский горизонты. В пределах рассматриваемой территории предполагается алеврито-глинисто-сульфатно-карбонатный состав среднего и верхнего ордовика. В средней части верхнего ордовика преобладают сероцветные и пестроцветные седиментационные доломиты и доломитовые мергели, с прослоями и включениями ангидритов, аргиллитов, алевролитов, с остатками гетеростраков и водорослей. Венчает разрез верхнего ордовика карбонатная пачка в объёме салюкинского горизонта, представленного вторичными доломитами. Доломиты серые, тонкозернистые, участками комковатые с бугристыми поверхностями наслоения, с остатками табулят, брахиопод, остракод, раковинным и неопределимым детритом. Салюкинский горизонт на Возейской площади трансгрессивно залегает на поверхности фундамента, его базальная часть представлена карбонатно-терригенными отложениями, участками красноцветными. Обломочная часть сложена кварцем. Толщина горизонта составляет от 54 до 82 м.

**Силурийская система** – S. Силурийские отложения залегают без видимого перерыва на верхнеордовикских и представлены двумя отделами: нижним и верхним. На рассматриваемой площади силурийские образования развиты повсеместно.

**Нижний отдел** – S<sub>1</sub>. В нижнем силуре ТПП выделяются региональные горизонты: джагалский и филиппъельский (пландоверийский ярус) и седъельский (венлокский + пландоверийский ярусы). На Восточно-Ламбейшорской площади нижнесилурийские

отложения выклиниваются к юго-западу от Северо-Кэрлайской структуры. В пределах Печоро-Колвинского авлакогена нерасчленённые джагалский и филиппьельский горизонты представлены массивной карбонатной толщей. Породы представлены вторичными доломитами. Доломиты коричневато-серые, тонко-мелкозернистые, участками перекристаллизованные до крупно-среднезернистых, неравномерно пористые, реже – кавернозно-пористые, с включениями эпигенетического сульфата и карбоната.

**Верхний отдел – S<sub>2</sub>.** Верхнесилурийские отложения залегают на нижнесилурийских и выделяются в объёме лудловского и пржидольского ярусов, которым соответствуют гердьюский и гребенской горизонты. Для разрезов верхнего силура характерно ритмичное переслаивание карбонатных и глинисто-карбонатных пластов. Мощные глинистые пласты немногочисленны, как и мощные пласты и пачки безглинистых известняков, доломитизированных известняков, доломитов. В карбонатных отложениях даже со значительной раковинной примесью преобладал микритовый материал, поэтому они обычно плотные, низкопористые. Толщина верхнего силура в районе Восточно-Ламбейшорской площади изменяется от 0 до 650 м.

**Девонская система – D.** Отложения девонской системы в пределах Денисовской впадины представлены нижним, средним и верхним отделами.

**Нижний отдел – D<sub>1</sub>.** Литологически отложения нижнего девона представлены терригенными образованиями и согласно залегают на верхнесилурийских образованиях. На Восточно-Ламбейшорской площади отложения нижнего девона отсутствуют и появляются северозападнее скважины № 1. Толщина отложений нижнего девона в пределах Мишваньской площади составляет 100–400 м.

**Средний отдел – D<sub>2</sub>.** Толщина отложений среднего девона – 40 м. Литологически разрез представлен чередованием песчано-алевролитовых пород с подчинёнными прослоями глинистых в кровле эйфельского яруса маломощных прослоев известняков.

В районе Восточно-Ламбейшорской площади среднедевонские отложения отсутствуют.

**Верхний отдел – D<sub>3</sub>.** Верхнедевонские, преимущественно карбонатные, отложения с размывом залегают на верхнесилурийских и нижнедевонских отложениях и со стратиграфическим несогласием перекрываются отложениями визейского яруса нижнего карбона. В составе отдела выделяются франкий и фаменский ярусы. Вскрытая толщина верхнедевонских отложений 797 м.

**Франкий ярус – D<sub>3f</sub>.** В составе яруса выделяются нижний, средний и верхний подъярусы.

**Нижнефранский подъярус – D<sub>3f1</sub>.** Нижнефранский подъярус, представленный в объёме джьерского и тиманского горизонтов. Джьерские осадки представлены терригенными отложениями с примесью туфогенного материала. Разрез имеет слоистое строение, отмечается ритмичное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина джьерских отложений в районе Командишор-Мишваньского участка меняется от 0 до 80 м.

Тиманские отложения представлены преимущественно аргиллитами, встречаются прослои алевролитов, тонкозернистых песчаников, отмечено появление прослоев известняков. Тиманские отложения на территории Денисовского прогиба распространены повсеместно.

**Среднефранский подъярус – D<sub>3f2</sub>.** Среднефранский подъярус, в нижней части разреза сложен отложениями саргаевского горизонта. Саргаевские отложения представлены глинисто-карбонатными породами – аргиллитами и известняками.

Депрессионные доманиковые отложения представлены глинисто-кремнисто-карбонатными породами с линзами силицитов и прослоями глинистых пород. Толщина доманиковых отложений меняется от 15 до 60 м.

Мелководно-шельфовые доманиковые отложения установлены в северной части Денисовского прогиба. Доманиковая рифовая зона в виде узкой полосы прослежена через Среднешапкинскую, Пашшорскую, Северо-Командиршорскую и Среднехарьягинскую площади. В этой части на окраине мелководного шельфа рифовые фации представлены известняками сферово-сгустково-водораслевыми, пятнисто-доломитизированными, водораслевыми, водорослево-биогермными.

**Верхнефранский подъярус –  $D_3f_3$ .** Нерасчленённые верхнефранские отложения представлены в объёме ветласянского, сирачойского, евлановского и ливенского горизонтов ( $D_3vt + src + ev + lv$ ).

Ветласянские отложения сложены преимущественно аргиллитами неравномерно известковистыми и алевролитистыми, в нижней части преобладает примесь обломочного материала, в верхней части встречаются прослои глинистых известняков и мергелей.

Отложения сирачойского горизонта представляют собой известняки серые и желтовато-серые, микро- тонко- и мелкозернистые, неравномерно битуминозные, плотные, крепкие, с прослоями серых известковых глин, мергелей тёмно-серых с пиритом и чёрных битуминозных сланцев. Вскрытая толщина нерасчленённых верхнефранских отложений 230 м.

**Фаменский ярус –  $D_3fm$ .** В пределах месторождения в составе яруса выделяется только нижний подъярус; средне- и верхнефаменские отложения полностью уничтожены предвизейским региональным размывом.

**Нижнефаменский подъярус  $D_3fm_1$**  представлен в объёме задонского ( $D_3zd$ ) и елецкого ( $D_3el$ ) горизонтов. На Восточно-Ламбейшорском месторождении толщина нижнефаменских отложений составляет 540–567 м.

Отложения задонского горизонта на исследуемой территории представлены преимущественно мелководно-шельфовыми, в том числе рифовыми фациями. В рифогенных отложениях задонского возраста в Денисовской впадине установлены залежи нефти.

На Восточно-Ламбейшорском месторождении отложения задонского горизонта представлены известняковой и доломитовой пачками. Известняки микробиально-детритовые (сферово-узорчатые), серые до тёмно-серых, неравномерно доломитизированные, слабо сульфатизированные, трещиноватые, стилолитизированные, кавернозно-пористые, нефтенасыщенные. Органогенные остатки немногочисленны, представлены раковинным детритом.

Доломиты вторичные, серые, тёмно-серые до чёрного, участками с коричневатым оттенком, неравномерно известковистые, участками трещиноватые, неравномерно кавернозно-пористые, крепкие, нефтенасыщенные. Толщина отложений задонского горизонта 194–231 м.

Отложения елецкого горизонта на изучаемой территории представлены известняками тёмно-серыми, тёмно-коричневыми, тонко-мелкозернистыми, плотными, с глинистыми прослоями. Толщина горизонта 340 м.

**Каменноугольная система –  $C$ .** В составе системы выделяются все три отдела: нижний, средний и верхний, общей толщиной 666–775 м.

**Нижний отдел –  $C_1$ .** Нижнекаменноугольные отложения с размывом залегают на верхнедевонских известняках и представлены визейским и серпуховским ярусами, общей толщиной 356–380 м. Отложения турнейского яруса уничтожены предвизейским региональным размывом.

**Визейский ярус  $C_1v$**  представлен верхневизейским подъярусом в объёме окского надгоризонта, в котором выделяются тульский ( $C_1tl$ ), нерасчленённые алексинский, михайловский и веневский горизонты ( $C_1al + mh + vn$ ).

**Верхневизейский подъярус –  $C_1v_3$ .** Породы окского надгоризонта, трансгрессивно залегающие на размывтой поверхности фаменских отложений. Нижняя часть надгоризонта (тульский горизонт) сложена серыми, тёмно-серыми известняками, детритовыми, тонкозернистыми, скрытокристаллическими, неравномерно глинистыми и доломитизированными, в основании переходящими в мергель и аргиллит.

Нерасчленённая толща алексинского, михайловского и веневского горизонтов представлена ритмичным чередованием известняков и доломитов с тонкими прослоями аргиллитов. Общая толщина визейского яруса составляет 124–132 м.

**Серпуховский ярус –  $C_1s$ .** Серпуховский ярус представлен нижним и верхним подъярусами, общей толщиной 232–248 м.

**Нижнесерпуховский подъярус –  $C_1s_1$ .** В составе подъяруса выделяется заборьевский надгоризонт ( $C_1zb$ ) толщиной 148 м, в объёме тарусского ( $C_1tr$ ) и стешевского ( $C_1st$ ) горизонтов.

Нижняя часть нижнесерпуховского подъяруса представлена известково-доломитовыми отложениями с глинистыми прослоями. Доломиты серые, буровато-серые, мелко-тонкозернистые, сульфатизированные, прослоями глинистые, плотные, крепкие, иногда с тонкими пропластками светло-серых ангидритов и мергелей. Известняки серые, со слабым буроватым оттенком, скрыто-мелкозернистые, прослоями органично-детритовые, глинистые. Толщина нижней части нижнесерпуховских отложений составляет 48–50 м.

Верхняя часть нижнесерпуховского подъяруса представлена карбонатно-сульфатной пачкой, сложенной преимущественно ангидритами, с прослоями доломитов, реже известняков. Ангидриты серые, светло-серые, белые с голубоватым и желтоватым оттенками. Доломиты серые, буровато-серые, мелко-тонкозернистые, слабо известковистые, выщелоченные, пористые. Общая толщина нижнесерпуховских отложений 150 м.

**Верхнесерпуховский подъярус – C<sub>1s2</sub>.** Отложения подъяруса представлены старобешевским надгоризонтом (C<sub>1sb</sub>) в объёме протвинского (C<sub>1pr</sub>) горизонта. Сложен подъярус преимущественно известняками, переходящими вверх по разрезу в доломиты и маломощными прослоями глин в основании подъяруса. Толщина отложений верхнесерпуховского подъяруса составляет 84–90 м.

**Средний отдел – C<sub>2</sub>.** Средний карбон на исследуемой площади развит в объёме башкирского и московского ярусов. Толщина отложений среднего отдела изменяется от 224 м до 307 м.

**Башкирский ярус – C<sub>2b</sub>.** Отложения башкирского яруса со стратиграфическим несогласием залегают на карбонатных образованиях верхнесерпуховского подъяруса. Ярус представлен карбонатными породами: известняками, реже доломитами, с подчинёнными прослоями аргиллитов. Толщина отложений 100 м.

**Московский ярус – C<sub>2m</sub>.** Отложения московского яруса на исследуемой площади присутствуют в объёме нижнего и верхнего подъярусов. Отложения представлены известняками от светло-серых до тёмно-серых с буроватым оттенком, разнозернистыми, водорослевыми, прослоями органично-детритовыми, неравномерно доломитизированными, с чёрными пятнами пирита, с прослоями аргиллита. Толщина отложений яруса 130–207 м.

**Верхний отдел – C<sub>3</sub>.** Отложения верхнего отдела каменноугольной системы выделяются в объёме нерасчленённых касимовского и гжельского ярусов. Они согласно залегают на известняках московского яруса и сложены преимущественно известняками сероцветными, детритовыми и скрытокристаллическими, слабо доломитизированными, неравномерно перекристаллизованными, местами окремнёнными, в разной степени глинистыми и трещиноватыми. Толщина отложений верхнего карбона составляет 82–88 м.

**Пермская система – P.** Отложения пермской системы представлены в объёме нижнего и верхнего отделов и согласно залегают на верхнекаменноугольных отложениях. Толщина пермских отложений 99–105 м.

В составе **нижнего отдела перми P<sub>1</sub>**, представленного морскими карбонатными и карбонатно-терригенными отложениями, выделены ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы, общей толщиной 433–442 м.

**Ассельский + сакмарский ярусы – P<sub>1a+s</sub>.** На рассматриваемой территории ассельский ярус имеет повсеместное распространение. Крупные органические постройки представлены известняками биогермными, водорослево-фораминиферовыми, иногда мелкодетритовыми. Известняки серые, светло-серые, массивные, неравномерно доломитизированные, пористо-кавернозные и плотные. Каркасообразующими строителями преимущественно являются сине-зелёные водоросли. Толщина нерасчленённых ассельско-сакмарских отложений изменяется от 187 до 272 м.

**Артинский ярус P<sub>1ar</sub>** выделяется в объёме ниже- и верхнеартинского подъярусов. Нижнеартинский подъярус сложен детритовыми известняками в различной степени глинистыми и кремнистыми, сложенными мелким детритом губок, мшанок, брахиопод, реже фораминифер, криноидей и остракод. Присутствуют карбонатно-алевритисто-глинистые породы, серые, кварцево-полевошпатового состава, с известковым цементом, с примесью дисперсного глинистого и кремнистого материала.

Верхнеартинский подъярус сложен известняками с прослоями смешанных карбонатно-алевролитовых пород и алевролитов. Известняки серые детритовые с мшанками, водорослями, с включениями фауны, неравномерно перекристаллизованные, глинистые. Карбонатно-алевролитовые породы серые, неравномерно глинистые, участками песчанистые с переходами в алевролитовые, кварцево-полевошпатового состава, с переходами в алевролитовые, неравномерно окремнённые разности известняков. Толщина 90–158 м.

**Кунгурский ярус  $P_{1k}$**  в пределах изучаемого участка имеет повсеместное распространение и согласно залегает на артинских отложениях. По литологическому составу он подразделяется на две пачки. Нижняя, карбонатно-алевролитовая, сложена известковыми алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников и известняков, с остатками морской фауны. Верхняя, алевролитово-глинистая, представлена толщей глин с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщина яруса 76–97 м.

**Верхний отдел –  $P_2$** . В составе отдела выделяются уфимский ( $P_{2u}$ ) и нерасчленённые казанский и татарский ярусы ( $P_{2kz+t}$ ). Толщина отложений 560 м.

**Уфимский ярус –  $P_{2u}$** . Отложения яруса по литологическому составу делятся на две толщи. Нижняя толща представлена сероцветными песчано-алевролитово-глинистыми отложениями. Верхняя толща представлена красноцветными песчано-глинистыми континентальными отложениями с преобладанием глинистых пород. Толщина уфимского яруса 348–365 м.

**Казанский + татарский ярусы –  $P_{2kz+t}$** . Отложения представляют собой толщу неравномерного переслаивания глин, алевролитов и песчаников. Глины тёмно-серые, светло-серые и коричневато-серые, неравномерно алевролитовые. Алевролиты серые, зеленовато-серые, полимиктовые. Песчаники серые, полимиктовые, мелко-среднезернистые, прослоями алевролитистые, глинистые. Толщина казанско-татарских отложений изменяется от 195 м до 214 м.

**Мезозойские отложения  $Mz$**  залегают с размывом на породах верхнепермского возраста и представлены триасовой, юрской и меловой системами.

**Триасовая система –  $T$** . В составе системы выделяются все три отдела: нижний, средний и верхний, общей толщиной 770–795 м.

**Нижний отдел –  $T_1$** . Отложения отдела включают в себя чаркабожскую и харалейскую свиты, общей толщиной 412–426 м.

Основная толща свиты в объёме нижнечаркабожской ( $T_{1cb_1}$ ) и верхнечаркабожской ( $T_{1cb_2}$ ) подсвит представлена циклически переслаивающимися сероцветными глинистыми, разномызернистыми песчаниками, красноцветными глинами и алевролитами. Для толщи характерно наличие песчано-карбонатных конкреций. Толщина отложений 360 м.

**Отложения харалейской свиты** представлены переслаиванием глин, песчаников и алевролитов. Доминирующее положение занимают глины шоколадно- и красно-коричневые. Алевролиты красно-бурые, глинистые. В подошве залегают песчаники зеленовато-серые, глинистые, слюдистые, разномызернистые, с окатышами глин, гравием кремня. Толщина свиты 58–60 м.

**Нижний отдел –  $T_{2,3}$** . Отложения среднего и верхнего отделов включают в себя ангуранскую и нарьянмарскую свиты, толщиной 353–369 м.

**Отложения ангуранской свиты** залегают на подстилающих нижнетриасовых отложениях без существенных перерывов и сложены ритмичным чередованием пачек песчаников и песчано-алевролитово-глинистых пород. Глина пестроцветная, неравномерно алевролитистая, со сферолитами сидерита. Песчаники и алевролиты серые, полимиктовые, глинистые, слюдистые. Толщина отложений 132–158 м.

**Отложения нарьянмарской свиты** представлены ритмичным переслаиванием мощных пластов песчаников с пластами песчано-алевролитово-глинистых пород. Песчаники серые, полимиктовые, мелко-среднезернистые, глинистые. Алевролиты серые, неравномерно глинистые, слюдистые с мелкими сферолитами сидерита. Глина серая, алевролитистая, с растительным детритом. Толщина свиты составляет 203–226 м.

**Юрская система –  $J$** . Юрские отложения с размывом залегают на породах триаса и представлены нижним, средним и верхним отделами. Толщина отложений юрской системы 300 м.

**Нижний + средний отделы – J<sub>1</sub> + J<sub>2</sub>.** Нижнесреднеюрские отложения представлены светло-серыми олигомиктовыми песками и слабосцементированными песчаниками, в основном мелкозернистыми, слюдистыми. По всему разрезу встречаются прослои глины серой с многочисленными растительными остатками. Толщина отложений нижнего отдела составляет 30-36 м, среднего – 207–215 м.

**Верхний отдел юры J<sub>3</sub>** представлен в нижней части алевролитами зелено-серыми, глауконитовыми и глинами чёрными, отмученными, известковистыми с раковинами пелеципод, аммонитов, скафопод, с обугленной древесиной. В верхней части глина серая, тёмно-серая, неравномерно известковистая, алевритистая с пелециподами, белемнитами редкими аммонитами с обильным раковинным детритом. Толщина 53–55 м.

**Меловая система – K.** Отложения системы выделены в объёме нижнего отдела, сложенного морскими алеврито-глинистыми образованиями неокомского надъяруса и толщу олигомиктовых песков слюдистых, с растительным детритом, с конкрециями пирита, с прослоями глин континентального генезиса, относящихся к нерасчленённому аптскому-альбскому ярусам. Толщина меловых отложений 329–338 м.

**Четвертичная система – Q.** Четвертичная система с большим стратиграфическим несогласием перекрывает нижний мел и представлена переслаиванием песков, суглинков, супесей и глин с гравием, гальками и валунами различных осадочных и метаморфизованных пород толщиной до 190 м.

### **Тектоника**

В тектоническом отношении Восточно-Ламбейшорская структура расположена в юго-восточной части Лайского вала, в зоне сочленения с Верхнелайской депрессией. Лайский вал принадлежит Денисовскому прогибу, который, в свою очередь, входит в состав Печоро-Колвинского авлакогена.

По фундаменту Лайскому валу соответствует Лайско-Лодминское палеоподняtie, в основании которого предполагается крупный выступ гранитного состава.

Строение Лайского вала асимметрично: западное крыло вала крутое, граница его здесь приурочена к Лайско-Лодминскому глубинному разлому, отделяющему Лайский вал от Тибейвисской депрессии. Северо-восточное погружение Лайского вала в Верхнелайскую депрессию относительно пологое и постепенное. Переход Денисовской впадины к Колвинскому мегавалу приурочен к Западно-Колвинской системе разломов.

По осадочному чехлу Лайский вал сложен серией унаследованных от фундамента и вновь образовавшихся крупных кулисообразно расположенных структур: Лаявожская, Командиршорская, Южно-Командиршорская, Мишваньская, Восточно-Ламбейшорская, Верхнеамдермаельская, Восточно-Амдермаельская, Усть-Юрьяхинская и др.

Отражающий горизонт Illzd\_reef контролирует кровлю задонского барьерного рифа и характеризуется ярко выраженной морфологией рельефа. Задонский барьерный риф тянется от Баяндыской площади с юга на север на Ламбейшорскую площадь. В пределах рассматриваемой площади риф ориентирован в северо-западном направлении. Исключением является северная часть площади, где простирание рифа изменяется на запад-северо-западное. К востоку от рифа выделяется глубоководный склон и развиты фации обломочного шлейфа.

Выше по разрезу структура сохраняет основные свои черты, выполаживаясь кверху. Перестройка структурного плана происходит в результате развития рифогенных ассельско-сакмарских отложений.

### **Нефтегазоносность**

Согласно нефтегазгеологическому районированию Восточно-Ламбейшорское месторождение относится к Лайско-Лодминскому нефтегазоносному району Печоро-Колвинской нефтегазоносной области.

Установленная нефтегазоносность в совокупности с особенностями геологического строения пород-коллекторов и покрышек позволяют описать в Лайско-Лодминском нефтегазоносном районе следующие нефтегазоносные комплексы:

- 1) верхнеордовикско-нижнедевонский карбонатный;
- 2) среднедевонско-нижнефранский терригенный;
- 3) доманиково-турнейский карбонатный;
- 4) верхневизейско-нижнепермский карбонатный.

Залежь нефти в рифогенных отложениях задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона Восточно-Ламбейшорского месторождения массивная, сводовая. Глубина залегания залежи 3598-3786 м. Установленный этаж нефтеносности 187 м.

Коэффициент гранулярности коллектора в среднем составил 0,46, расчленённости – 36.

Покрышкой для залежи служат глинисто-карбонатные отложения елецкого горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона толщиной 200 м.

### **Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

Литологически разрез задонских отложений представлен переслаиванием известняков микробиально-детритовых (преобладают) и органогенно-детритовых, в различной степени доломитизированных, и доломитов вторичных, кристаллически-зернистых. Карбонаты неравномерные по плотности и крепости, стилолитизированные, неравномерно нефтенасыщенные.

Микроскопическое изучение позволило выделить следующие разновидности пород:

– известняки органогенно-детритовые (органогенно-водорослевые), неравномерно доломитизированные, частично перекристаллизованные и пиритизированные, с примесью глинистого материала. Текстура неяснослойчатая, слойчатая, пятнистая. Структура органогенно-детритовая, участками вторичная кристаллически-зернистая;

– известняки микробиально-детритовые (участками сферово-узорчатые) с вторичной сгустково-комковатой структурой, локально с вторичной обломочной структурой, с фрагментами фенестровых построек, участками в разной степени доломитизированные и перекристаллизованные, эпизодически, пиритизированные и с примесью ангидрита, стилолитизированные, трещиноватые, пористые, кавернозно-пористые, пористо-кавернозные, неравномерно пигментированные. Текстуры: пятнистая, узорчатая, неяснослойчатая, стилолитовая, трещиноватая, пористая, кавернозно-пористая, пористо-кавернозная. Структуры: микробиально-детритовая, вторичная сгустково-комковатая, участками сферово-узорчатая, изредка вторичная обломочная, эпизодически, кристаллически-зернистая;

– доломиты вторичные (крупно-среднезернистые, среднезернистые, мелко-среднезернистые, разнозернистые) с примесью пирита или ангидрита, иногда слабо окремнённые, трещиноватые, стилолитизированные, пористые, кавернозно-пористые, пористо-кавернозные, неравномерно пигментированные. Текстура пятнистая, пятнисто-слойчатая, трещиноватая, стилолитовая, пористая, кавернозно-пористая, пористо-кавернозная. Структура кристаллически-зернистая (крупно-среднезернистая, среднезернистая, мелко-среднезернистая, разнозернистая), в единичных случаях реликтовая органогенно-детритовая.

По результатам исследования керна были установлены следующие граничные значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС): абсолютная газопроницаемость  $0,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и соответствующая ей открытая пористость 3,6 % в пластовых условиях.

Пористость нефтенасыщенных пород-коллекторов залежи изменяется от 3,7 до 22,9 % и по 457 определениям составляет 8,6 % в пластовых условиях.

Газопроницаемость нефтенасыщенных пород-коллекторов в среднем по 431 определениям, составляет  $89,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Коэффициент анизотропии составляет 1,34, смачиваемость нефтенасыщенных пород-коллекторов меняется от 0,01 до 0,77.

В целом известняки являются гидрофобными, преимущественно гидрофобными или имеют промежуточную смачиваемость.

Среднее значение остаточной нефтенасыщенности по 104 образцам негерметизированного керна из нефтенасыщенной части залежи составляет 10,6 %.

Среднее значение остаточной водонасыщенности нефтенасыщенных пород-коллекторов, полученное методом капилляриметрии, по 134 образцам составляет 8,4 % при изменении от 1,4 до 28,4 %.

### Свойства и состав пластовых флюидов

Нефть в пластовых условиях характеризуется высоким газосодержанием 202,5 м<sup>3</sup>/т (по данным дифференциального разгазирования), плотностью 671,4 кг/м<sup>3</sup>, её динамическая вязкость 0,504 мПа · с. Среднее значение объёмного коэффициента пластовой нефти при пластовом давлении по данным дифференциального разгазирования равно 1,42. Среднее значение коэффициента сжимаемости составляет 21,4 · 10<sup>-4</sup> МПа<sup>-1</sup>. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре (Т<sub>пл</sub> = 92,2 °С) составляет 24,1 МПа, отношение Р<sub>нас</sub> / Р<sub>пл</sub> = 0,62.

Нефть в стандартных условиях особо легкая, плотностью по данным дифференциального разгазирования 821,8 кг/м<sup>3</sup>, малосмолистая (смола 3,0 % масс.), малоасфальтенистая (асфальтенов 0,23 % масс.), парафинистая (парафина 5,83 % масс.), малосернистая (серы 0,44 % масс.). Температура застывания нефти 2 °С, кинематическая вязкость, определенная при 20 °С, равна 5,16 мм<sup>2</sup>/с.

Растворённый в нефти газ по результатам дифференциального разгазирования представлен на 82,98 % по объёму углеводородами. Основной компонент газа – метан (65,26 % об.). Этан и пропан присутствуют в количествах (по объёму): 6,63 и 5,57 %.

Среднее содержание по глубинным пробам в газе сероводорода при стандартной сепарации составляет 7,65 % об., при дифференциальном разгазировании достигает 9,69 % об.

Растворённый в нефти газ характеризуется как жирный (по данным однократной сепарации), коэффициент жирности равен 29,73 ед., углекислый высокоагрессивный (диоксид углерода 1,4 % об.), высокосернистый (8,23 % об.), азотный (5,97 % об.), гелиеносный (0,04 % об.).

Абсолютная плотность газа по данным однократной сепарации составляет 1,03 кг/м<sup>3</sup>.

Растворённый газ относится к сероводородо-углеводородному типу.

Ввиду высокой концентрации сероводорода попутный газ по агрессивности относится к типу «В» высокоагрессивных флюидов, потому в период разработки месторождения необходима специальная технология и техника очистки, а также применение соответствующего антикоррозионного оборудования.

### Литература

1. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения. – Ухта : Филиал «ПечорНИПИнефть», 2015. – 267 с.
2. 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.
3. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
6. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
7. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Аббасова С.В. О возможности применения горизонтальных скважин с целью повышения технологических процессов нефтегазодобычи // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 37–39.

12. 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.
13. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемэн Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
14. 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.
15. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Вероятностная оценка влияния факторов на эффективность применения геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 110–119.
16. 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.
17. Савенок О.В., Поварова Л.В., Скиба А.С. Особенности эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 164–167.
18. Талеев А.Е., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и мероприятия по контролю за разработкой Восточно-Ламбейшорского месторождения // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 253–260.

### References

1. Author's supervision over the implementation of the Technological development scheme of the Vostochno-Lambeysorskoye field. – Ukhta : Branch of PechorNIPIneft, 2015. – 267 p.
2. 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.
3. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : infra-engineering, 2020. – 244 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
6. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
7. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra Engineering, 2019. – 548 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
11. Abbasova S.V. On the possibility of using horizontal wells in order to improve technological processes of oil and gas production // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 37–39.
12. Berezovskiy 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 production complication factors // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
13. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and principles of development of multi-horizon deposits // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
14. 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.
15. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Probabilistic assessment of the impact of factors on the effectiveness of geological and technical measures // Bulatovkie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 110–119.
16. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental studies of the mechanisms of hydrodynamic stability of sandstone // Mountain Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
17. Savenok O.V., Povarova L.V., Skiba A.S. Features of operation of producing wells in Western Siberia // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 164–167.
18. Taleev A.E., Savenok O.V. Analysis of the current state and measures to control the development of the Vostochno-Lambeysorskoye field // Bulatovkie readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 253–260.