

УДК 622.276

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ НАХОДКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION OF THE NAKHODKINSKOE FIELD

Липилина Дарья Сергеевна

студент
направления подготовки Нефтегазовое дело,
Ухтинский государственный технический университет
maksimovadk68@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 на основе созданной геологической модели сеноманской залежи Находкинского месторождения рассмотрены 6 вариантов разработки, обеспечивающие как различные темпы отбора газа, так и разные конструкции скважин. Различие вариантов, в основном, касается размещения скважин на площади месторождения и конструкций скважин. Основные задачи контроля за разработкой связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и отработкой залежи по площади и разрезу. Статья посвящена вопросу освоения добывающей скважины в условиях Находкинского месторождения.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; общие сведения о месторождении; стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность; свойства и состав пластовых флюидов; основные проектные решения; состояние разработки пластов и фонда скважин; контроль за разработкой месторождения.

Lipilina Daria Sergeevna

Student,
Training Direction Oil and Gas Engineering,
Ukhta State Technical University
maksimovadk68@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. Based on the created geological model of the Cenomanian reservoir of the Nakhodkinskoye field, the article considers 6 development options that provide both different rates of gas production and different well designs. The difference in options mainly concerns the placement of wells in the area of the field and well designs. The main tasks of development control are associated with predicting the introduction of formation water into the reservoir, studying the distribution of reservoir pressure and developing the reservoir over the area and section. The article is devoted to the issue of developing a production well in the conditions of the Nakhodkinskoye field.

Keywords: geological and physical characteristics of the deposit; general information about the deposit; stratigraphy, tectonics and oil and gas potential; properties and composition of formation fluids; basic design solutions; state of reservoir development and well stock; field development control.

Общие сведения о месторождении

Территория Находкинского участка расположена в северной части Западно-Сибирской равнины. В физико-географическом отношении район работ приурочен к Тазовской провинции тундровой равнинной зональной области и расположен в бассейне р. Мессояха.

В административном отношении территория предполагаемых поисково-разведочных работ находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Расстояние от районного центра п. Тазовский до центра участка составляет 70 км (рис. 1).

В целом для этого района характерен континентальный климат с суровой продолжительной зимой и непродолжительным прохладным летом, короткими переходными – весенним и осенним сезонами. В соответствии с морфоструктурным районированием Западно-Сибирской равнины территория участка приурочена к Мессояхской низменности и представляет собой плоско-волнистую озерно-аллювиальную равнину, с абсолютными отметками от 10 до 50 м.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Рельеф территории характеризуется слабым эрозионным расчленением, глубина расчленения варьирует в пределах 5–20 м. Участок расположен в зоне сплошного распространения многолетнемёрзлых пород.

Согласно ботанико-географическому районированию территория участка относится к подзоне южных субарктических тундр. Растительный покров южнотундровой зоны скуден и представляет собой сложное сочетание разных типов тундр, болот и фрагментов лугоподобной растительности.

Гидрографическая сеть территории принадлежит бассейну реки Мессояха и представлена её притоками – реками Индикъяха, Мьяря-Яха, Халтака-Яха, а также реками и ручьями, несущими свои воды непосредственно в Тазовскую губу.

Вторым элементом гидрологической сети территории являются многочисленные озёра. Преобладают малые и средние по размерам озёра. Наиболее характерные глубины – 0,8–1,2 м, но озёра термокарстового типа могут быть значительно глубже.

По существующей классификации поверхностные воды относятся к ультрапресным, с гидрокарбонатно-кальциевым, магниевым, натриевым составом. Данные воды по качеству пригодны для технического водоснабжения, для питьевого – после соответствующей обработки.

Ближайшим разрабатываемым месторождением является Тазовское, где с 1970 года производится отбор газа из сеноманских отложений для газоснабжения п. Тазовский и Газ-Сале.

Стратиграфия

В геологическом строении Находкинского месторождения принимают участие породы фундамента, представленные допалеозойскими и досредне-кембрийскими метаморфическими породами, и отложения чехла, сложенные полифациальными терригенными песчано-глинистыми породами палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов.

Отложения фундамента на месторождении не вскрыты.

Максимальная вскрытая мощность мезозойско-кайнозойских отложений на месторождении составляет 3500 м в скважине № 43.

Палеозойские и более древние породы вскрыты скважинами за пределами месторождения и в той или иной мере изучены на Южно-Русской, Уренгойской, Юбилейной, Лензитской, Новопортовской и других площадях, через которые проведены региональные сейсморазведочные профили.

Согласно тектонического районирования палеозойского основания Западно-Сибирской геосинеклизы, составленного В.С. Бочкарёвым (1990 г.) рассматриваемый участок, располагается в области салаирской консолидации фундамента. Следовательно, фундамент здесь имеет допалеозойско-раннекембрийский возраст, а платформенный чехол начинается с верхне-кембрийско-ордовийских отложений.

Кровля складчатых допалеозойских пород, к которой приурочен сейсмоотражающий горизонт «А», в пределах рассматриваемого месторождения находится на глубинах 7700–9200 м. Предполагается, что докембрий фундамента представлен сильно дислоцированными кристаллическими породами и хлорит-серицитовыми сланцами, а его нижне-палеозойская часть сложена серицит-хлорито-глинистыми сланцами, метапесчаниками, порфироидами, доломитами и мраморами, сопряженными с интрузивными породами, состав и площадное развитие которых ещё не выяснены.

Палеозойский чехол нескладчатый или, точнее, слабодислоцированный (с углами наклона складок до 20 °С) палеозойский комплекс пород локализуется в интервале сейсмоотражающих границ 1в-А (по ОГТ).

Пермская часть разреза вскрыта Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 в интервале глубин 7310–7502 м и выделена в аймальскую свиту. Отложения аймальской свиты представлены переслаиванием базальтов, туфов, и углистых аргиллитов. Встречен прослой интрузивных пород-габбро-диабазов. Состав более древних пород палеозойского чехла предполагается по аналогии с соседними районами и областями. Можно считать, что нижняя его часть представлена, в основном, карбонатными, а верхняя – терригенными, преимущественно, угленосными породами с отдельными пачками морских мергелей и известняков.

Толщина палеозойского чехла достигает 1,5 км.

В пределах рассматриваемого участка мезозойская группа представлена триасом, юрой и мелом. Неметаморфизованные, субгоризонтально залегающие (до 3 °) терригенные осадочные породы перечисленных систем образуют единый ортоплатформенный чехол, нижняя граница которого проводится по сейсмоотражающему горизонту 1в или А, на участках где отсутствуют палеозойские отложения платформенного чехла.

На Находкинском месторождении газовая залежь в отложениях сеномана открыта в кровле покурской свиты в пласте ПК₁, газовые залежи с нефтяными оторочками в пласте ПК₁₆₋₁₇, газовые в пласте ПК₁₈.

Палеогеновые отложения развиты повсеместно, но большая часть из разреза, включающая олигоценый, а на поднятиях и эоценовый отделы, в предчетвертичное время частично или полностью была смыта.

Глинисто-кремнистые и песчано-алеврито-глинистые отложения палеоценового и эоценового отделов, сформировались преимущественно в морских или прибрежно-морских условиях, и пределах рассматриваемой территории выделяются тибейсалинская и люлинворская свиты.

Четвертичные отложения развиты повсеместно, залегают на смытых горизонтах эоцена.

В составе четвертичных отложений кроме моренных образований широко распространены слоистые сравнительно хорошо отсортированные супесчано-суглинистые породы, содержащие подчиненные прослои и пачки песчано-гравийно-галечного материала. Толщина отложений от 60 м на водоразделах до 120 м в переуглублённых древних долинах.

Тектоника

Особенностью строения Западно-Сибирской плиты является наличие в ней мощной толщи платформенных образований, залегающих на палеозойских образованиях. В связи со слабой изученностью палеозойских отложений представление об их строении и стратиграфическом объёме базируется на данных гравимагнитных исследований, региональных работ КМПВ, площадных сейсморазведочных работ и данных глубокого бурения на соседних площадях.

На Находкинском месторождении нет достаточно глубоких скважин, которые бы вскрыли палеозойские отложения, поэтому проблема тектонического районирования палеозойского основания решается по комплексу геофизических данных с использованием материалов глубокого бурения по Уренгойскому, Южно-Русскому, Юбилейному и другим месторождениям, где палеозойские толщи вскрыты скважинами и изучены.

В геологическом строении Находкинского месторождения чётко обособляются два структурно-тектонических этажа:

- фундамент, представленный допалеозойскими и досреднекембрийскими метаморфическими породами;
- отложения платформенного чехла, сложенные полифациальными терригенными отложениями палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов.

Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы», изданной в ЗапСибНИГНИ в 1990 году, Находкинское месторождение приурочено к крупной структуре III порядка – Находкинскому крупному куполу, осложняющему структуру средних размеров II порядка – Находкинское куполовидное поднятие, расположенное в пределах крупной структуры II порядка – Юрхаровско-Находкинской мезоседловины (между Ямбургским крупным валом крупной структуры II порядка и структурой I порядка Нижне-Мессояхским мегавалом), входящей в состав крупной структуры I порядка Медвежье-Ямбургский пояса мегавалов. Юрхаровско-Находкинская мезоседловина разъединяет Большехетскую впадину и Парусный мегапрогиб.

По результатам последних полевых сейсморазведочных работ, проведённых на площади месторождения СП 24, 38/84-85, выполненных методом ОГТ, в СибНАЦ была проведена переинтерпретация материалов и построены структурные карты по горизонтам T_2 , B_{40} , H_2^{00} , M^1 , Γ .

По горизонту T_2 на месте положительной структуры по горизонтам H_2^{00} , M^1 , Γ существует кольцевая депрессия с максимальными отметками впадины минус 5480 м, а оконтуривается она изогипсой минус 5120 м, т.е. амплитуда депрессии 360 м, размеры депрессии 21 x 14 км и только уже севернее скважины № 43 за пределами месторождения наметилось небольшое поднятие амплитудой всего 20 м.

По отражающему горизонту B_{40} (верхняя юра) также кольцевая депрессия, оконтуренная изогипсой минус 4340 м, размеры 16,6 x 12 м, простирается северо-западное, её амплитуда 360 м.

И только в нижнемеловых отложениях на месте погружённой кольцевой депрессии по горизонту H_2^{00} появляется крупная антиклинальная структура, оконтуриваемая изогипсой минус 2840 м, размеры 37 x 22 км, в своде 2 купола оконтуренные изогипсами минус 2640 м и между куполами разрывное нарушение в виде сброса. Простирается структура северо-восточное.

Существование крупной структуры отмечено и по горизонту M^1 , поднятие оконтурено изогипсой минус 1880 м, отметки в своде минус 1660 м в районе скважины № 48, амплитуда 220 м, размеры 32 x 25,5 км, простирается северо-северо-восточное. В своде разлом в виде сброса.

По отражающему горизонту «Г» поднятие оконтурено изогипсой минус 1080 м, максимальная отметка в своде структуры в районе скважины 47–940 м, амплитуда поднятия 140 м. простирается северо-северо-восточное, осложнено сбросом, но его положение сместилось на север.

Анализируя все вышеизложенное, авторы пришли к следующим выводам:

- структурный план по горизонтам не сохраняется, до нижнемелового времени на месте Находкинского поднятия существовала депрессия, в виде отрицательной очень резкой структуры, так называемая погружённая кольцевая депрессия (ПКД) воронкообразная;

- по отражающим горизонтам H_2^{00} , M^1 и Γ сохраняется унаследованное развитие структуры;

- Находкинское поднятие характеризуется сложной тектонической жизнью. Первоначально на момент накопления осадков пермского триасового и юрского возраста на месте поднятия существовала погружённая кольцевая депрессия, которая была сnivelирована в нижневаланжинское время и к началу верхневаланжинского времени за счёт интенсивного заполнения её осадками. В верхневаланжин-готеривское время

наступила стабилизация тектонического развития, что привело к образованию многочисленных клиноформ и смене знака тектонических движений. В результате этого Находкинская ПКД превращается в самую высокую сводовую часть одноименного поднятия. В меловой и палеогеновый периоды это поднятие характеризуется унаследованным стабильным развитием;

– тектоническое нарушение, которое хорошо прослежено СП 24, 38/84-85 и работам 3D СП 81/02-03 по горизонтам H_2^{00} , M^1 и Γ по горизонтам B_{40} и T_2 уже не прослеживается и затухает в верхнемеловое время на уровне коньяк – сантона.

Нефтегазоносность

Согласно «Обзорной карты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (ЗапСибНИГНИ, 1990 г.) Находкинское месторождение расположено в восточной части Уренгойского нефтегазоносного района (НГР) Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

В этом районе в 48 км к юго-востоку и 35 км к юго-западу расположены крупные по запасам углеводородов нефтегазовое Тазовское и газоконденсатнонефтяное Юрхаровское месторождения. В 52 км к западу расположено уникальное по запасам газоконденсата Ямбургское месторождение.

В Уренгойском нефтегазоносном районе отложения продуктивны от сеноманского яруса верхнего мела до средне юрского отдела включительно, подразделяясь на пять нефтегазоносных комплексов (НГК). Диапазон распределения залежей по разрезу охватывает глубины 1040–3500 м. В пределах рассматриваемого месторождения нижние нефтегазоносные комплексы не вскрыты. Выявленные залежи углеводородов связаны с отложениями покурской свиты (апт-сеноманский НГК).

Месторождение открыто в апреле 1974 года при испытании сеноманских отложений в скважине № 41. Из пласта PK_1 (интервал 1041–1051 м) был получен фонтан газа дебитом 317,2 тыс. m^3 / сут. ($d_{шт} = 16$ мм).

В изученной части разреза бурением установлены 3 продуктивных пласта, которые относятся к апт-сеноманскому комплексу: PK_1 , PK_{16-17} и PK_{18} .

По данным материалов ГИС и результатам опробования на Находкинском месторождении к данным пластам приурочено 5 залежей углеводородов.

Пласт PK_3 относится к перспективным объектам. При его испытании в скважине № 48 был получен фонтан газа с пластовой водой $Q_{газа} = 138,0$ тыс. m^3 / сут., $Q_{воды} = 109,6$ m^3 / сут. ($d_{шт} = 12$ мм).

Находкинское месторождение относится к сложнопостроенным. По данным сейсморазведки в разрезе осадочного чехла в сводовой части структуры зафиксировано дизъюнктивное нарушение субширотного направления, оказавшее значительное влияние на строение выявленных залежей. Редкая сеть сейсмопрофилей не позволяет точно закартировать простирающие и протяжённые тектонического нарушения. Отмечается лишь незначительный его наклон и небольшая, затухающая вверх по разрезу, амплитуда – от 25–20 м по пластам PK_{16-17} до 7–8 м по пласту PK_1 .

Месторождение в целом отличается низким уровнем геологической изученности: выявленные залежи охарактеризованы бурением 1–5 скважин; совершенно не охарактеризованы керновым материалом пласты PK_1 , PK_{18} , из пласта PK_{16-17} вынесено лишь 4 м коллекторов; отсутствуют представительные исследования физико-химических свойств пластовых флюидов по всем продуктивным пластам.

Залежь газа в сеноманских отложениях (пласт PK_1) вскрыта 5 скважинами на глубинах 972–1067 м и по своему строению в общих чертах идентична одновозрастным залежам не только Надым-Пурской нефтегазоносной области, но и других нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Все аналогичные залежи контролируются структурным фактором и являются по типу массивными.

Сеноманский резервуар представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород с подчинённой ролью последних. При сравнении геологических разрезов Находкинского месторождения с находящимися длительное время в эксплуатации (Ямбургское, Уренгойское, Медвежье) выявлено большое сходство строения про-

дуктивной толщи и отсутствие в продуктивной части выдержанных мощных глинистых пластов и прослоев. В целом пласт ПК₁ можно представить как систему гидродинамически взаимосвязанных линзовидных песчаных пластов.

Вскрытые бурением газонасыщенные толщины изменяются от 10,2 м (скважина № 43) до 84,4 м (скважина № 47), составляя в среднем по залежи 33,9 м. Характеристика макронеоднородности пласта в объеме залежи представлена следующими геологическими параметрами:

- коэффициент песчаности – 0,79;
- коэффициент расчленённости – 14,8;
- средняя толщина прослоев газонасыщенных коллекторов (при изменении в интервале 0,4–23 м) – 3,3 м;
- средняя толщина глинистых прослоев (при вариации от 0,4 до 4,6 м) – 1,18 м.

Сверху сеноманский резервуар перекрыт мощной толщей турон-датских глин морского генезиса, мощностью 700–750 м, что определяет высокие экранирующие свойства покрышки, позволившие сформироваться крупной газовой залежи.

Пластовое давление в сеноманской газовой залежи соответствует гидростатическому на уровне ГВК, поскольку песчано-алевролитоглинистая толща сеномана представляет собой единую гидродинамическую систему, к верхней части которой приурочена залежь газа пласта ПК₁. Пластовое давление, рассчитанное по результатам газодинамических исследований скважин, в среднем по залежи составляет 10,4 МПа.

Данными опробования залежь пласта ПК₁ охарактеризована по всей высоте. Всего испытано 4 скважины (5 объектов): при опробовании 4 объектов получены фонтаны газа; при испытании одного объекта (скважина № 48) получен совместный приток газа с пластовой водой. Последний факт имеет следующее объяснение. В целях уточнения положения ГВК в разрезе скважины вскрыли подгазовую часть пласта; газ поступал перетоком по заколонному пространству из продуктивной части пласта.

Максимальные дебиты газа при испытании газовых объектов варьируют от 126,89 тыс. м³ / сут. ($d_{шт} = 22$ мм) при депрессии 7,67 МПа в скважине № 48 и до 328,96 тыс. м³ / сут. ($d_{шт} = 15,85$ мм) при депрессии 1,21 МПа в скважине № 42. Значения абсолютно свободных дебитов, рассчитанные по скважинам, изменяются в интервале 152–615 тыс. м³ / сут. Газовая залежь на Находкинском месторождении является массивной, тектонически нарушенной. Дизъюнктивное нарушение, зафиксированное на одном сейсмопрофиле, не имеет надежного обоснования своего распространения. Небольшая протяжённость нарушения, незначительная амплитуда смещения и слабосцементированный характер отложений позволяют предположить отсутствие экранирующего эффекта сместителя. Объем залежи определяется двумя поверхностями: кровлей сеноманских отложений и уровнем газоводяного контакта. Достоверность положения кровли пласта ПК₁ не вызывает больших сомнений, так как базируется на данных сейсморазведки и бурения. ГВК по каротажу отбивается внутри коллектора в скважинах №№ 41, 42 и 47 на а.о. минус 1043,4 м, в скважине № 48 – на а.о. минус 1043,6 м. Эти данные хорошо согласуются с другими внутриконтурными скважинами №№ 48 и 43, в которых ГВК проходит внутри заглинизированного прослоя, соответственно в интервалах а.о. минус 1043,6–1044,8 м и минус 1044,4–1046,2 м. При постановке запасов на государственный баланс ГВК был принят на максимальной отметке (а.о. минус 1044 м), установленной в северо-восточной части залежи. Данные испытаний не противоречат принятому по каротажу положению ГВК. Наиболее низкие а.о. нижних отверстий перфорации (скважина № 42), откуда был получен безводный фонтан газа, составляют минус 1041,4 м. Вода получена в скважине № 48 при испытании подгазовой зоны пласта в интервале а.о. минус 1044,2–1047,2 м. Кровля водоносных коллекторов по этой скважине отбивается на а.о. минус 1044,8 м. В пределах принятого контура ГВК залежь газа пласта ПК₁ имеет размеры 22,5 × 15,7 км, высоту 104 м. Открытая пористость коллекторов на государственном балансе принята в значении 31 %, газонасыщенность – 73 %.

Залежь пласта ПК₁₆₋₁₇ открыта в 1991 году в сводовой части структуры по результатам испытаний скважины № 48. При опробовании в скважине двух различных объектов были получены притоки нефти и газа. В ходе последующих геологоразведочных работ

было выявлено разобщение поля залежи тектоническим нарушением на два самостоятельных блока, содержащих различные по насыщению залежи углеводородов. С северным (приподнятым) блоком связана газонефтяная залежь, с южным – также нефтегазовая. Залежи в геолого-промысловом отношении слабоизучены, каждая из них охарактеризована бурением одной разведочной скважиной. Залежь газа пласта ПК₁₈ в геологическом плане недоизучена. Продуктивное поле залежи разделено дизъюнктивным нарушением на два тектонических блока. В настоящее время запасы газа подтверждены бурением в пределах южного блока, по северному блоку их оценили по категории С₂.

Свойства и состав пластовых флюидов

В пределах Находкинского нефтегазового месторождения запасы газа выявлены в трёх пластах. Из них результатами исследований поверхностных проб газа охарактеризован только пласт ПК₁.

Компонентный состав свободного газа залежи пласта ПК₁ Находкинского месторождения определялся в Центральной лаборатории Главтюменьгеологии.

Состав пластового газа изучен по двум пробам из скважины № 43 (интервал 1069,3–1067 м) и скважины № 42 (интервал 1048–1051 м).

Газ сухой, метанового состава (98,8–96,7 %), тяжёлые углеводороды отсутствуют. Негорючие газы присутствуют в незначительных количествах: углекислый газ – 0,14–0,552 %, азот – 0,99–2,809 %, гелий – 0,007–0,008 %, аргон – 0,022–0,15 %. Относительная плотность газа по воздуху – 0,5606–0,574.

Учитывая непредставительность проведённого объёма исследований для составления проекта ОПЭ, были привлечены результаты исследований устьевых проб газа по пласту ПК₁ близлежащего Юрхаровского месторождения. На указанном месторождении состав пластового газа изучен по 6 скважинам.

Результаты исследований устьевых проб показали, что пластовый газ Юрхаровского месторождения имеет преимущественно метановый состав. Газ сухой. Содержание метана изменяется от 98,7 % до 99,13 %, составляя в среднем 98,85 %. Максимальное содержание тяжёлых углеводородов (этана) по скважинам не превышает 0,12 %.

Для залежей газа двух рассматриваемых месторождений, как и для других аналогичных залежей Севера Западной Сибири, характерно полное отсутствие сероводорода, который увеличивает коррозионные свойства газа и создаёт дополнительные трудности при эксплуатации месторождений.

Из негорючих газов на Юрхаровском месторождении присутствуют азот – 0,806–1,193 % (в среднем 0,99 %), углекислый газ – 0,027–0,2 % (в среднем 0,108 %).

Из инертных газов содержатся в непромышленных категориях гелий и аргон. Содержание гелия колеблется от 0,01 до 0,014 %, в среднем его содержание составляет 0,013 %. Запасы гелия относятся к балансовым при содержании гелия в горючих газах газовых залежей от 0,050 % и выше. Содержание аргона в газе изменяется от 0,001 до 0,02 %, в среднем составляет 0,014 %. Водород обнаружен в незначительном количестве до 0,004 %.

Относительная плотность газа по воздуху в зависимости от его состава изменяется от 0,559 до 0,562, в среднем составляет 0,56.

Учитывая вышеприведённую физико-химическую характеристику свободного газа, состав пластового газа по залежи Находкинского месторождения наиболее реально отражают результаты исследований устьевой пробы по скважине № 43. Проба по скважине № 42 отбракована из-за повышенного, по сравнению с предыдущей скважиной, содержанием азота, который, по-видимому, поступил из атмосферного воздуха при отборе устьевой пробы.

Сравнительный анализ устьевых проб газа по двум месторождениям показал (табл. 1), что свободный газ залежи пласта ПК₁ Находкинского месторождения можно уверенно отнести к сухим, метановым.

В пределах Находкинского месторождения запасы нефти связаны с пластом ПК₁₆₋₁₇. По результатам испытаний нефтенасыщенной части пласта в скважине № 48 (интервал 1611–1614 м) были отобраны устьевые пробы нефти.

Результаты лабораторных исследований одной поверхностной пробы приведены в таблице 1. Вязкость нефти в поверхностных условиях при 20 °С равна 31,52 мм²/с, при 50 °С – 10,01 мм²/с. Нефть имеет плотность 0,8953 г/см³. Содержание фракций, выкипающих до 300 °С, составляет 37,0 %.

Таблица 1 – Свойства нефти

Параметр	Значение			
	41	41	43	48
Номер скважины				
Интервал испытания, м	3193–3201	3193–3201	3298–3314	1611–1614
Пласт	БУ ₁₆	БУ ₁₆	БУ ₁₆	ПК ₁₆₋₁₇
Фракционный состав, объём. %	127	107	73	145
Температура начала кипения, °С				
до 150 °С	7	34	34	1,8
до 200 °С	36,5	62	49,5	5,8
до 250 °С	61	76	61,5	18,5
до 300 °С	78	89	74	37
остаток	22	12	26	–
Плотность, г / см ³	0,819	0,800	0,792	0,8953
Вязкость кинематическая, мм ² / с				
при 20 °С	2,56	1,57	2,19	31,52
при 50 °С	1,52	1,04	1,46	10,01
Сера, %	0,04	0,23	0,11	0,14
Парафины, %	3,66	2,13	2,82	0,84
Температура плавления парафина, °С	49	50,5	52	53
Азот, %	0,01	0,04	0,04	0,06
Смолы силикагелевые, %	0,88	3,55	1,55	4,13
Асфальтены, %	–	0,15	не обн.	0,13
Молекулярный вес	162	139	156	246
Температура застывания нефти, °С	–	–	–	ниже 26

По результатам лабораторных исследований нефти отнесены к классу малосернистых (0,14 %), малопарафиновых (0,84 %), смолистых (4,13 %).

Основные проектные решения

Находкинское газонефтяное месторождение введено в разработку на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации, выполненного институтом ОАО «СибНАЦ».

Прогноз технологических показателей принят условно на 25 лет, начиная с 2020 по 2035 гг.

В проекте разработки, на основе созданной геологической модели сеноманской залежи Находкинского месторождения, рассмотрены 6 вариантов разработки, обеспечивающие как различные темпы отбора газа, так и разные конструкции скважин.

Различие вариантов, в основном, касается размещения скважин на площади месторождения, конструкций скважин.

Предварительный технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что лучшими показателями характеризуется вариант 3, обеспечивающий проектный отбор газа в объёме 10 млрд м³ (темп отбора 4 %).

В рамках данного варианта с проектным уровнем добычи газа 10 млрд м³ рассмотрены варианты по его оптимизации: применение субгоризонтальных скважин, различное количество скважин в кустах.

Вариант предполагает разбуривание залежи 60 добывающими скважинами в течение трёх лет. Разбуривание залежи осуществляется кустовым способом. Количество скважин в кустах – 3, количество кустов – 20. Кусты скважин равномерно размещены в пределах газонасыщенной толщины 40 м. Расстояние между забоями скважин в кусте 600 м.

Строительство и ввод добывающих скважин осуществляется следующим образом. В первый год бурится и вводится в эксплуатацию 21 добывающая скважина, во второй год – 30, в третий – 9. Коэффициент эксплуатации новых скважин составляет 0,5, остальных – 0,95.

Вариант характеризуется следующими основными технологическими показателями (рис. 2):

- фонд добывающих скважин – 60 ед.;
- максимальная годовая добыча газа – 10,0 млрд м³;

- темп отбора газа – 4,0 %;
- период растущей и постоянной добычи – 14 лет;
- отбор газа за период постоянной добычи – 127,3 млрд м³;
- процент отбора газа за период постоянной добычи – 51,6 %;
- отбор газа за 20-летний период – 183,9 млрд м³;
- процент отбора газа за 20-летний период – 74,5 %;
- среднее пластовое давление на конец расчётного периода – 3,2 МПа;
- среднее устьевое давление на конец расчётного периода – 2,1 МПа.

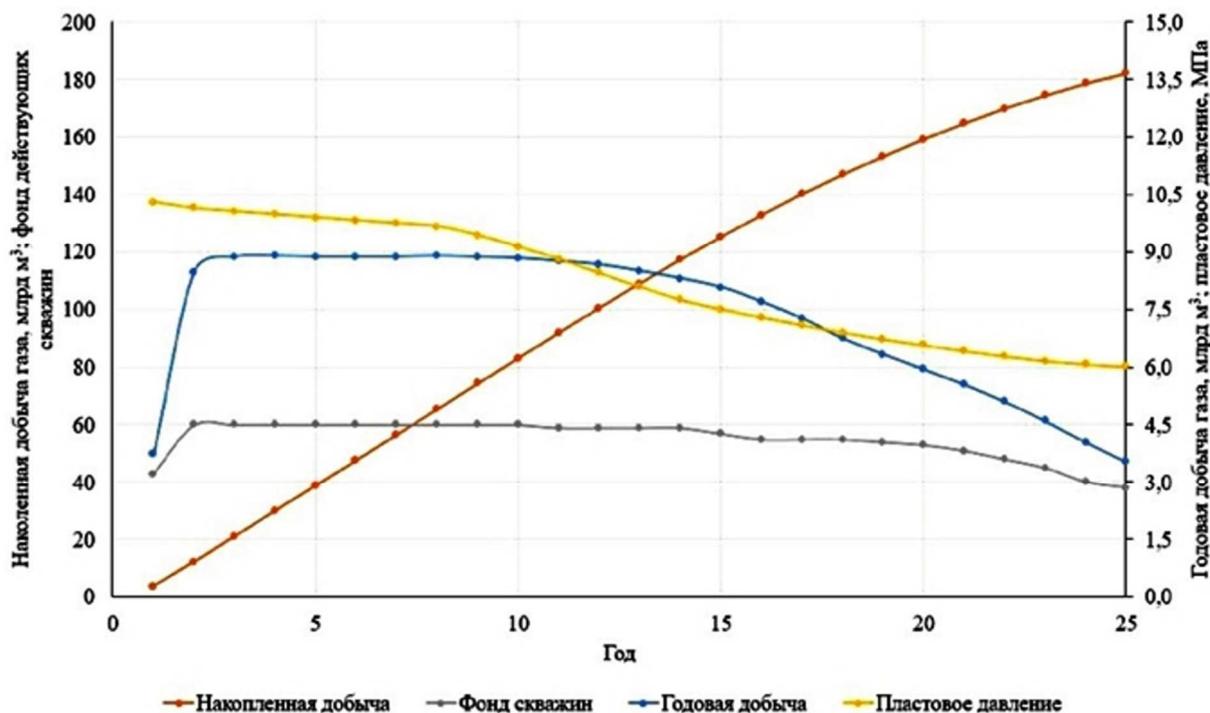


Рисунок 2 – Основные технологические показатели разработки

Средний входной дебит добывающих скважин по газу составляет 480 тыс. м³ / сут., на конец расчётного периода – 388 тыс. м³ / сут.

Реализация рекомендуемого варианта осуществляется следующим образом.

В год, предшествующий началу эксплуатации, бурится 21 добывающая скважина. Разбуриваются кусты 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 7. Все кусты содержат по 3 скважины.

Первая скважина в кусте бурится с вертикальным вскрытием продуктивного пласта с вскрытием ГВК ниже на 50 метров. При необходимости первая скважина может быть углублена до нижележащих пластов ПК₁₆₋₁₇ и ПК₁₈. По результатам бурения этой скважины уточняются характеристики продуктивного пласта и оценивается целесообразность бурения остальных скважин куста. Бурение последних осуществляется с остановкой забоев на 10–15 м выше уровня ГВК, скважины бурятся или с вертикальным вскрытием пласта, или с входом в пласт под углом 30–35 градусов. Целесообразность бурения скважин с субгоризонтальным окончанием устанавливается по результатам бурения вертикальной скважины куста.

Перфорация скважин в кусте осуществляется дифференцированно с учётом охвата всего разреза, наличия выдержанных глинистых прослоев и возможности в дальнейшем осуществлять регулирование разработки.

Во второй год бурятся ещё 10 кустов (30 добывающих скважин) с 8-го по 17, время работы скважин данных кустов в течение первого года установлено 0,5 года.

В течение следующего года осуществляется бурение трёх оставшихся кустов скважин №№ 18, 19 и 20.

Таким образом, время разбуривания залежи составляет 3 года, скважины вводятся в эксплуатацию в течение трёх лет.

В период, предшествующий эксплуатационному разбуриванию, предполагается вывод из консервации двух разведочных скважин №№ 47 и 48 с целью уточнения продуктивности залежи и возможности их использования для производства электроэнергии.

Для контроля за разработкой предусматривается бурение специальных скважин, приуроченных к эксплуатационным кустам северной, восточной и южной оконечности залежи (наблюдательные). Кроме этого функции контроля возлагаются на разведочные скважины №№ 51 и 52, предлагающиеся к бурению в зоне запасов категории С₂ на западной оконечности залежи.

Вариант обустройства предполагает коллекторно-лучевую схему сбора продукции скважин, объединенных в 20 кустов, на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и транспорт подготовленного газа по газопроводу подключения на пункт сдачи. Врезка газопровода подключения осуществлена на вход КС 1-2 Находкинского месторождения.

На 7–8 годы разработки на входе УКПГ предполагается ввод первой очереди ДКС.

Для предотвращения гидратообразования в период выхода скважин на режим рекомендуется подавать в скважины метанол.

Литература

1. 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.
2. 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.
3. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
5. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] . – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
6. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] . – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] . – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
10. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
11. Аптулин Д.В., Мавлетдинов М.Г. Алгоритм обоснования системы размещения скважин с целью наибольшего извлечения углеводородов из нефтяной оторочки Находкинского нефтегазового месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 58–62.
12. О результатах построения и опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели Находкинского месторождения / А.Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 95–99.
13. Восстановление и повышение производительности скважин Находкинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за счёт применения перспективных и эффективных технологий / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 3. – С. 16–19.
14. Зипир В.Г. Базовые принципы построения интегрированной модели разрабатываемого месторождения углеводородов // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 142–145.
15. Особенности интерпретации исследований на нестационарных режимах фильтрации для условий слабосцементированного коллектора пласта ПК1 Находкинского месторождения / А.Г. Козубовский [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 5–11.

16. Липилина Д.С., Савенок О.В. Процесс освоения добывающей скважины в условиях Находкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 295–304.
17. Рясный А.Г., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и контроль за разработкой Находкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2.
18. Сидорина Ю.Н. Геохимическая зональность Находкинской порфирово-эпитеpмальной системы (Западная Чукотка) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 2. – С. 78–84.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
2. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
3. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical Research of Wells in Oil and Gas Fields. – M. : Infra-engineering, 2021. – 260 p.
5. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
6. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in the development of wells. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
9. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
10. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: a training manual. – Ukhta : Publishing House of Ukhta State Technical University, 2021.
11. Aptulin D.V., Mavletdinov M.G. Algorithm of substantiation of well placement system with the purpose of maximum extraction of hydrocarbons from oil rim of Nakhodka oil and gas field // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2016. – № 11. – P. 58–62.
12. On the results of construction and pilot operation of the integrated model of the Nakhodka field / A.E. Bortnikov [et al.] // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2018. – № 9. – P. 95–99.
13. Rehabilitation and improvement of well productivity of Nakhodkinskoye field of LUKOIL-West Siberia LLC through the use of promising and effective technologies / R.A. Gasumov [et al.]. – 2015. – № 3. – P. 16–19.
14. Zipir V.G. Basic principles of building an integrated model of the developed hydrocarbon deposits // Materials of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Mineral Deposits Development» (October 24-26, 2017, Perm). Section 3. Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2017. – P. 142–145.
15. Peculiarities of interpretation of studies on non-stationary filtration modes for conditions of weakly cemented reservoir of formation PK1 of Nakhodka field / A.G. Kozubovsky [et al.] // Oilfield Business. – 2018. – № 10. – P. 5–11.
16. Lipilina D.S., Savenok O.V. The process of producing well development in the conditions of the Nakhodka field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 295–304.
17. Ryasny A.G., Savenok O.V. Analysis of the current state and control of development of the Nakhodka field // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 2.
18. Sidorina Y.N. Geochemical zoning of Nakhodka porphyry-epithermal system (Western Chukotka) // Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology. – 2015. – № 2. – P. 78–84.