

УДК 553.981.2

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-26-40

Моделирование переходной зоны сеноманской газовой залежи

Ю. В. Ваганов, А. А. Ширяев, В. О. Наumenко*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*naumenkovo@tyuiu.ru

Аннотация. Добыча низконапорного газа является одной из важнейших задач при разработке газовых месторождений. Для оценки запасов ранее не вовлеченных в разработку пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами необходимо проанализировать всю имеющуюся геолого-геофизическую информацию для последующего создания трехмерной геологической модели. Далее на ее основе будет построена фильтрационная модель, которая позволит рассчитать дебиты как фактически пробуренных, так и проектных скважин на весь период разработки. Представленная модель построена в условиях малого объема фактической информации, но результаты моделирования достаточно полно отражают как наличие зоны слабонасыщенной части залежи сеноманского газа, так и структурно-петрофизические особенности пласта рассматриваемого района. Результатом проведенных исследований являются трехмерная геологическая модель и посчитанные запасы низконапорного газа Ямбургского месторождения. Приведенные расчеты являются корректными и не противоречат Регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00).

Ключевые слова: сеноманская залежь, переходная зона газа, геологическое 3D-моделирование, низконапорный газ

Для цитирования: Ваганов, Ю. В. Моделирование переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, А. А. Ширяев, В. О. Наumenко. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-26-40 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 26–40.

Modeling the transition zone of the Cenomanian gas reservoir

Yuriy V. Vaganov, Artyom A. Shiryayev, Vitaliya O. Naumenko*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*naumenkovo@tyuiu.ru

Abstract. Low-pressure gas production is one of the most important tasks in gas field development. To estimate the reserves of previously uninvolved reservoirs with low reservoir properties, it is necessary to analyze available geological and geophysical information for the subsequent creation of a three-dimensional geological model. Based on this model, a filtration model will be built, which allow calculating the flow rates of both actually drilled and designed wells for the entire development period. The model is built on the basis of small amount of information content, but the modeling results sufficiently reflect the presence of a zone of poorly saturated part of the Cenomanian gas reservoir, and structural and petrophysical features of the reservoir in the territo-

ry. As a result of the conducted research, the low pressure gas reserves at the Yamburgskoye field were calculated. The calculations, which are given in the article, are correct and don't contradict the Regulations on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas and oil fields (RD 153-39.0-047-00).

Keywords: Cenomanian reservoir, gas transition zone, 3D geological modeling, low pressure gas

For citation: Vaganov, Yu. V., Shiryaev, A. A., & Naumenko, V. O. (2022). Modeling the transition zone of the Cenomanian gas reservoir. Oil and Gas Studies, (6), pp. 26-40. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-26-40

Введение

Основным газоносным комплексом Западной Сибири является сеноманская толща [1]. Промышленная эксплуатация сеноманских газовых залежей крупнейших месторождений севера Западной Сибири была начата в 70-х годах прошлого века. В настоящее время их разработка вступила в стадию падающей добычи в связи с падением пластовых давлений [2, 3]. Поэтому приоритетным направлением научно-технического прогресса в области газодобычи является создание и освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов [4] как на месторождениях с истощенной ресурсной базой, так и на новых объектах, характеризующихся запасами низконапорного газа [5]. Однако опыт добычи газа из низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых залежей в промышленных масштабах в России отсутствует [6].

По данным работ [7, 8], объем низконапорного газа на Ямбургском месторождении составляет $\approx 206,5$ млрд м^3 при остаточных запасах (при коэффициенте извлечения газа = 0,85) 589,95 млрд м^3 . Поэтому для пополнения ресурсной базы по газообразным углеводородам важна разработка рентабельного способа добычи низконапорного газа [9]. Некоторые авторы [10] считают, что на данный момент разработки методики добычи и переработки низконапорного газа довольно далеко продвинулись, так что термин «низконапорный газ» характеризует доступность продукта не только со стороны добычи, но также и со стороны возможности доставки его потребителю или в магистральный газопровод. Также уже проводились исследования и предлагались решения для повышения выработки запасов низконапорного газа [10–12].

По оценке [7], наиболее выработанными из разрабатываемых сеноманских залежей крупных газовых месторождений Западной Сибири в настоящее время являются Вынгапуровское, Медвежье, Ямбургское и Уренгойское месторождения. Их разработка сопровождается снижением пластового давления, подъемом газоводяного контакта (ГВК) и обводнением призабойной зоны скважин конденсационной и пластовой водой. Объектом исследований в нашей статье является сеноманская газовая залежь в пределах Ямбургского месторождения. Принятая модель строения сено-

манского продуктивного комплекса предполагает, что изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта (повышение) происходит по разрезу сверху вниз до контура ГВК. По ряду месторождений, ниже принятого ГВК, установлено наличие слабонасыщенной газом зоны или насыщенной окклюдированным газом [3, 13, 14]. Данную зону рассматривают как «переходную зону» [15]. Высота данной зоны может достигать 40 м и зависит от геологических особенностей строения залежи [16].

Наличие «переходной зоны» отмечалось на многих залежах сеномана. Так, например, при подсчете запасов газа сеномана Ямбургского месторождения были выделены два контакта — ГВК1 и ГВК2 [1].

Важнейшими сферами применения геологического и фильтрационного моделирования являются уточнение строения и свойств пластов [6] с целью не только подсчета запасов, но и для объективного проведения капитального ремонта скважин и других работ по поддержанию режима работы скважин. Рядом специалистов уже производилось построение 3D-моделей сеноманских залежей [17]. Авторы работы [14] на примере Уренгойского месторождения предлагают выделять залежи с разной насыщенностью в самостоятельные объекты подсчета запасов для уменьшения погрешности.

В данной работе приведены методика построения модели, основанной на ней подсчет запасов и трехмерная геологическая модель сеноманской залежи Ямбургского месторождения, которая в дальнейшем станет основой фильтрационной модели для целей проектирования добычи низконапорного газа.

Объект и методы исследования

Трехмерная геологическая модель построена в программном продукте Petrel 2017.1 по данным подсчета запасов, выполненного в 1983 году (проектный документ). Основным источником априорной информации послужили табличные значения, приведенные в вышеупомянутом документе, а также графические приложения. На основании анализа этих данных выявлены некоторые структурно-литологические невязки, устраненные в процессе моделирования газовой залежи. В геологическую модель включены Ямбургская площадь, охарактеризованная бурением 63 скважин, и Харвутинская площадь, охарактеризованная бурением 7 скважин.

На начальном этапе сбора и анализа геолого-геофизической информации определены местоположение пробуренных скважин и также границы газовой залежи — внешний контур газоносности. Координаты условно расставлены в двумерном пространстве, согласно данным, отраженным на структурной карте и карте кровли коллектора по расстояниям между скважинами и углом между условными линиями в межскважинном пространстве, аналогично методу треугольников, применяемому при построении карт изохор (рис. 1).

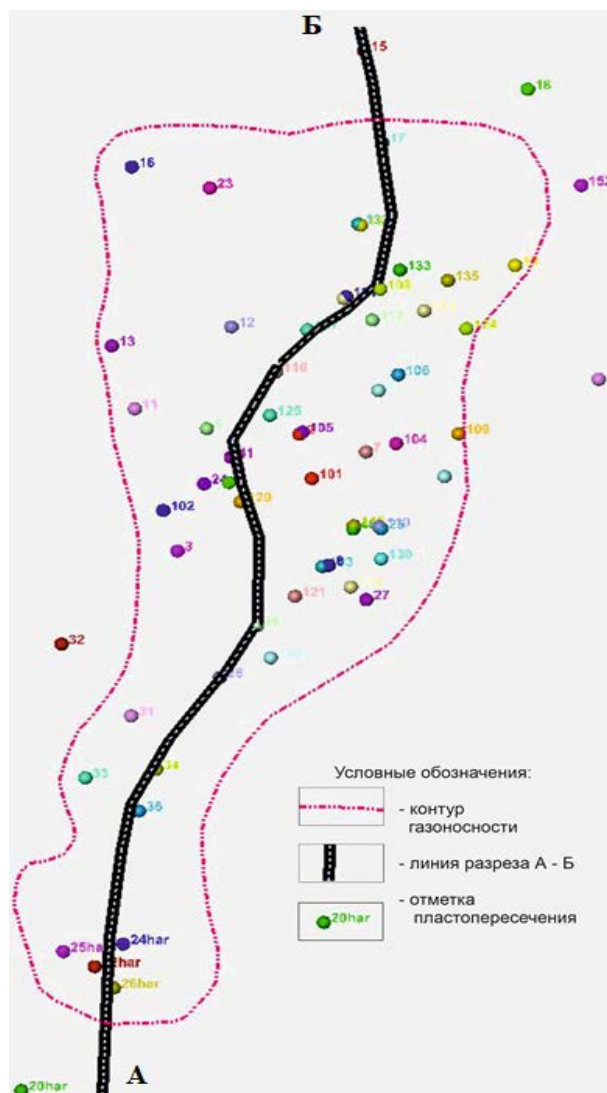


Рис. 1. Контур газоносности и скважины, пробуренные до 1983 года

Результаты и обсуждение

Далее установлена разность в определении вскрытия кровли стратиграфии сеномана по данным из подсчета запасов. За основу взяты стратиграфические разбивки по скважинам, вскрывшим не только сеноман, но и нижележащие пласты. Часть скважин вскрыла лишь часть сеноманской толщи, поэтому была исключена из структурных построений в части моделирования подошвы стратиграфии. При построении основы для структурного каркаса выявлены скважины, вскрывшие подошву сеномана, и построена карта подошвы стратиграфии. В зоне неопределенности, а также в районе скважин, не вскрывших подошвенную часть моделируемого пласта, поверхность подошвы стратиграфии отстроена методом Convergent interpolation. Все построения произведены в модуле Make Surface. Таким

образом, при построении карты кровли стратиграфии сеноманской залежи учтены 61 скважина Ямбургской и 6 скважин Харвутинской площадей. В структурных построениях не участвовали скважины 132, 143, 23 по причине отсутствия данных о глубине и абсолютной отметке вскрытия сеномана.

Проверка структурных построений производилась через карту общих толщин, также построенную по табличным данным. Согласно данным, приведенным в рассматриваемом документе, 31 скважина Ямбургской и 5 скважин Харвутинской площадей могут быть использованы для выполнения этой задачи (рис. 2, 3).

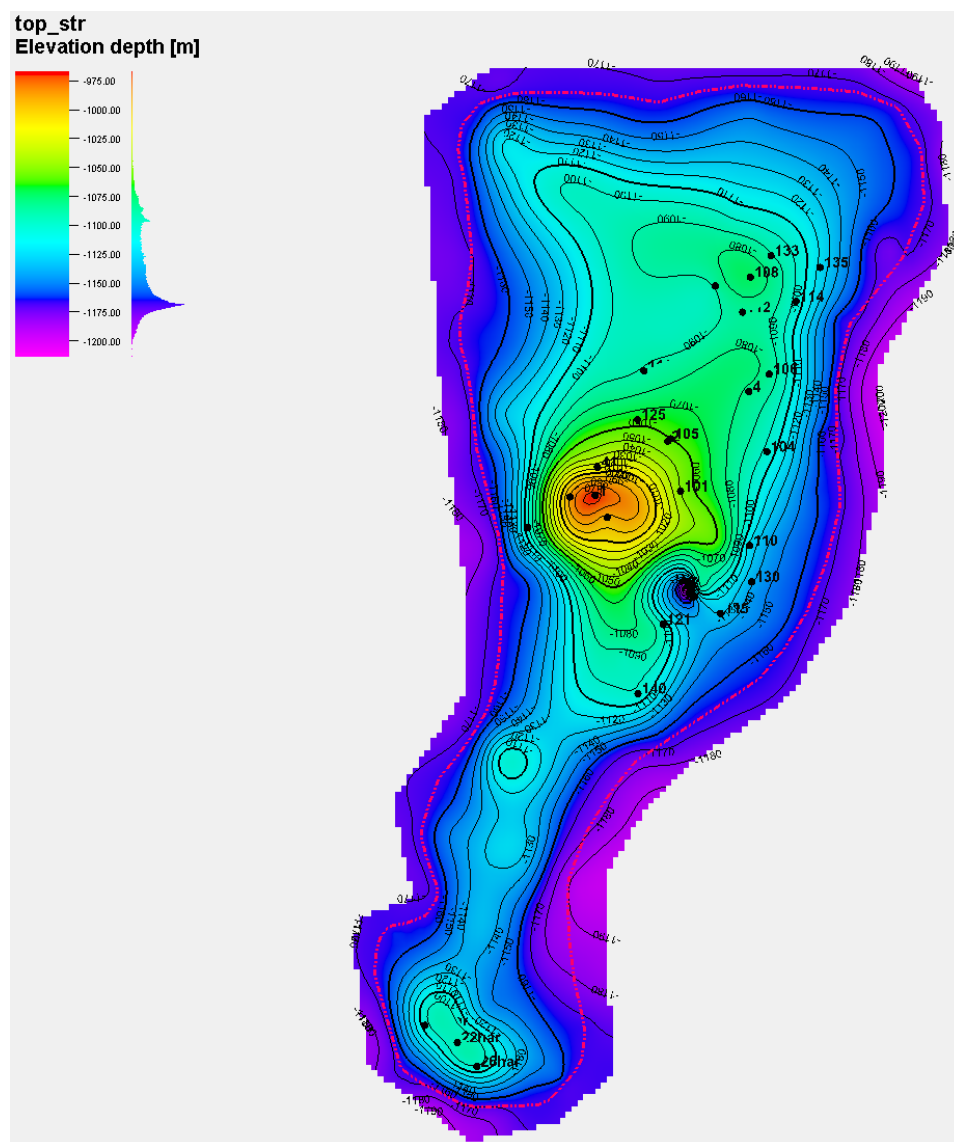


Рис. 2. Карта кровли стратиграфии сеномана

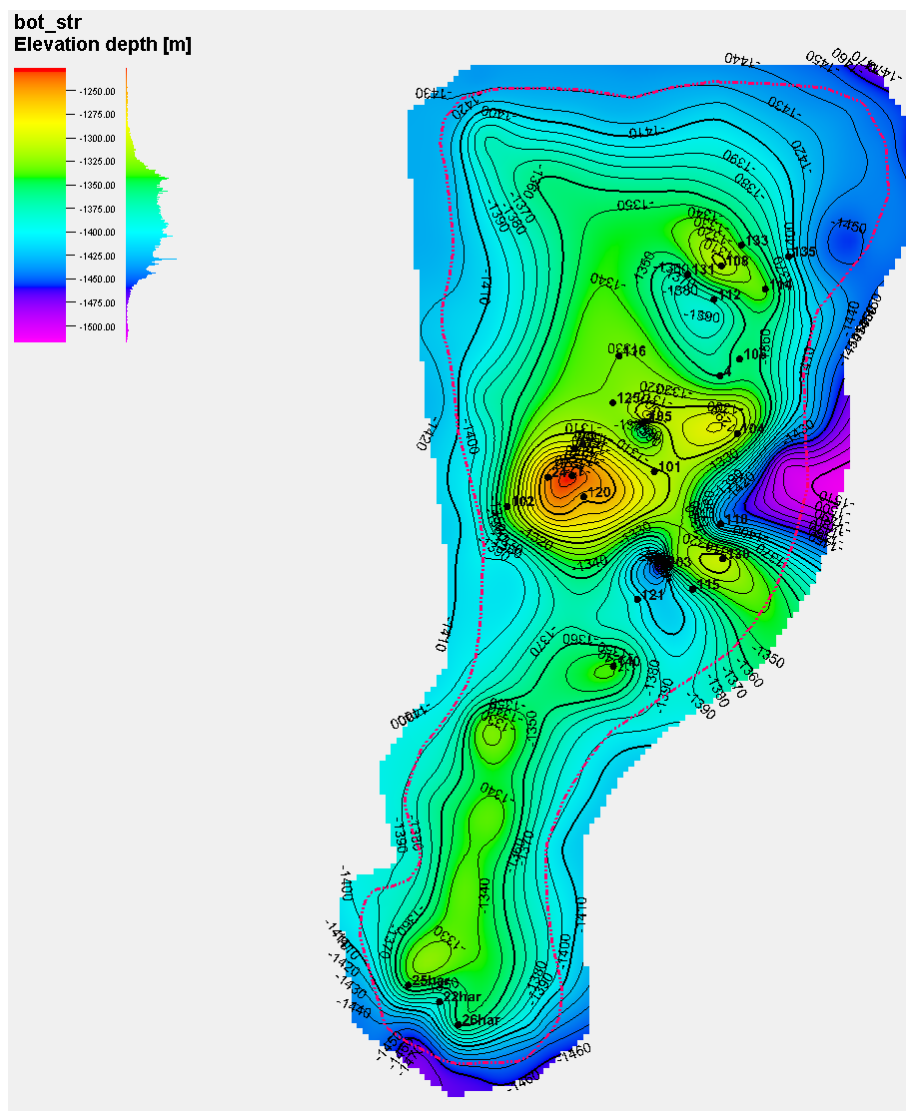


Рис. 3. Карта подошвы стратиграфии сеномана

Согласно имеющемуся графическому материалу, известно, что внутри газовой залежи отсутствуют зоны, где водоносный горизонт перекрывал бы кровлю стратиграфии, а значит, не должно быть зон, где карта коэффициента газоносности внутри внешнего контура газоносности имела бы нулевые значения. В условиях недостатка информации подошва стратиграфии, как говорилось ранее, отстроена конформно кровле стратиграфии, с последующей корректировкой с учетом положения газоводяного контакта таким образом, чтобы абсолютная отметка контактов по каждой скважине и в зоне неопределенности не оказалась ниже положения стратиграфической кровли сеномана. Соответственно, поверхности контактов не должны быть выше по абсолютной отметке подошвы стратиграфии сеноманской

толщи. Для осуществления этой задачи предварительно отстроены поверхности, отделяющие зону предельной насыщенности от зоны низконапорного газа (далее — ГВК1) и зону низконапорного газа от водонасыщенной части пласта (далее — ГВК2). Следует отметить, что по данным из таблицы определения границ зон предельно и слабогазонасыщенных частей залежи среднее значение, рассчитанное в MS Excel, равняется 11,9 м, однако, забегаая вперед, необходимо добавить, что средневзвешенное значение толщины слабогазонасыщенной зоны, рассчитанное не просто путем вычитания отметки подошвы предельно газонасыщенной зоны из подошвы слабогазонасыщенной зоны, а полученное по данным статистики с карт контактов, равняется 8,7 м, при указанных 9,55 м в подсчете запасов. Моделирование структурного каркаса выполнено в модуле Structure Modeling при помощи инструмента Horizon. По результатам проведения анализа информации для построения структурных поверхностей создан массив данных, используемый при формировании стратиграфических разбивок, который впоследствии дополнен иными исходными данными для построения модели.

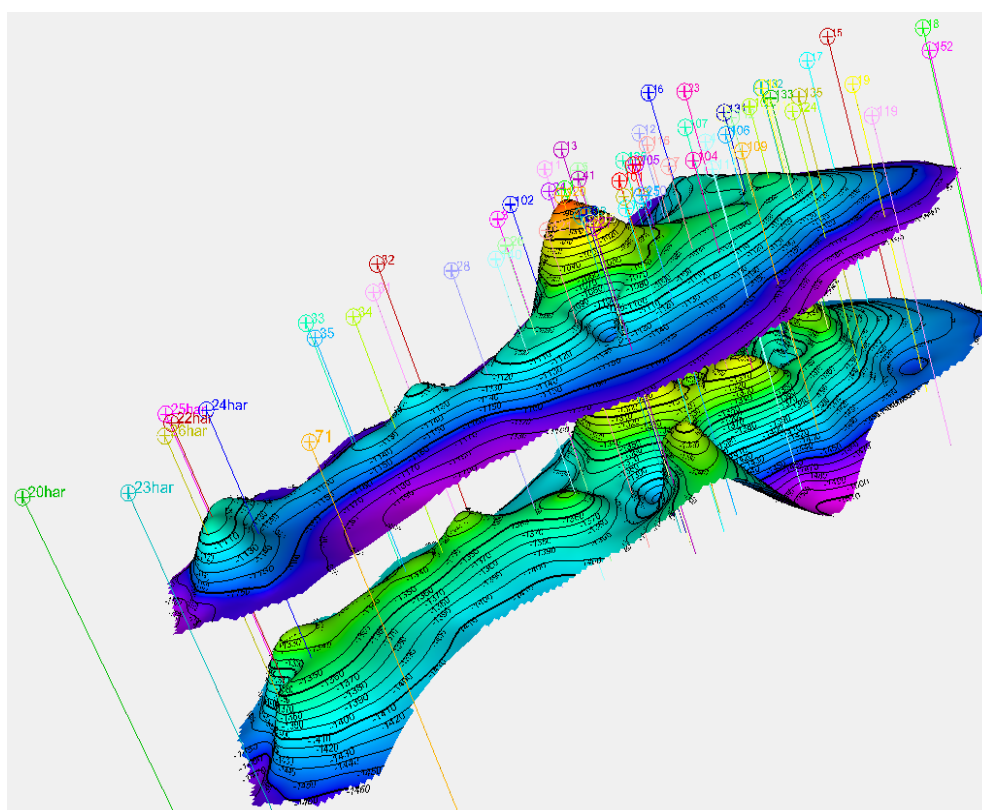


Рис. 4. Структурный каркас из трехмерной геологической модели

Для построения структурного каркаса необходимо определить границы залежи. По данным карты кровли коллектора из подсчета запасов,

где отражена граница газовой залежи, ранее отрисован внешний контур газоносности; граница моделирования проведена в 2 км от залежи с целью уменьшения количества ячеек в модели для ускорения расчетов (при очередной итерации удалость минимизировать их количество до 11 425 625). В модуле Structure Modeling создан Grid в ранее созданных границах, в основе которого лежат построенные карты кровли и подошвы стратиграфии, подсаженные на стратиграфические разбивки по скважинам для исключения неточностей при моделировании структурного каркаса (рис. 4).

Для Ямбургского месторождения по результатам исследований установлено наличие двух принципиально различающихся между собой интервалов, имеющих кардинально несхожие между собой породы в части ФЕС, а также в части насыщения газом. По результатам исследований кернового материала известно, что для предельно газонасыщенной зоны характерны более высокие значения пористости, газонасыщенности и проницаемости, в то время как для слабогазонасыщенной зоны — более низкие и принятые по подсчету запасов равными 0,47 для газонасыщенности. Кроме того, при последующем моделировании рассмотрен и принят во внимание тот факт, что для исследуемой площади характерен общий тренд к уменьшению ФЕС вверх от газоводяного контакта к кровле стратиграфии сеномана по разрезу. При подсадке структурных поверхностей на стратиграфические разбивки исправлены невязки.

Для последующего моделирования границ зон предельной газонасыщенности и слабой газонасыщенности рассмотрены такие аспекты, как нижняя граница предельно газонасыщенной зоны, верхняя и нижняя границы слабогазонасыщенной зоны и кровля водонасыщенной части разреза. Такие параметры выявлены для 64 Ямбургских и 6 Харвутинских скважин и приведены в трехмерной геологической модели в виде параметров в отбивках. Построенные на основе этих значений поверхности контактов в дальнейшем будут именованы ГВК1 — контакт между зоной коллекторов, имеющих максимальные значения газонасыщенности и низкие значения газонасыщенности, и ГВК2 — газоводяной контакт. Соответственно, между этими поверхностями располагается зона слабогазонасыщенных коллекторов.

Нарезка Grid по латерали выполнена исходя из значений общих толщин пласта, а также мощности расчетной машины. Параметры сетки имеют следующие свойства: количество ячеек по I — 101, по J — 181, количество слоев — 625.

На следующем этапе создания геологической модели рассмотрены, скомпилированы и загружены в проект данные по песчанистости — отношению толщины общего вскрытого скважиной интервала к толщине вскрытого интервала коллекторов в долях единиц. В последующем при моделировании куба вероятности в модуле Petrophysical modeling именно этот параметр лег в его основу (рис. 5). В целом по модели принято, что

коллектора имеют высокие значения песчанистости в районе газовой залежи, что подтверждается керновыми исследованиями.

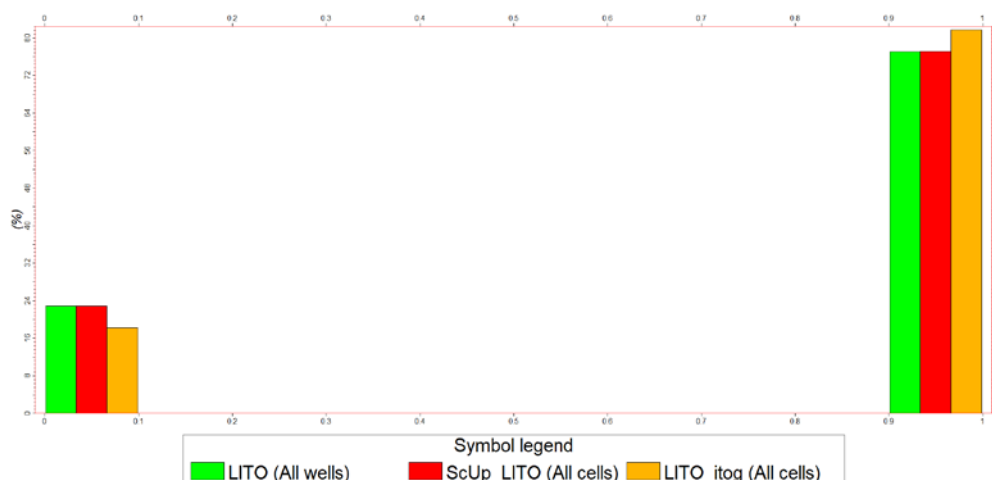


Рис. 5. Гистограмма распределения литологии по скважинным, апскейленным данным и итоговому кубу литологии

Моделирование пористости (далее K_p) выполнено в модуле Petrophysical modeling методом Kriging по данным бурения с использованием тренда к ранее заявленному уменьшению фильтрационно-емкостных свойств от ГВК2 к кровле стратиграфии сеномана. В целом по данным снятой с куба карты пористости значения имеют следующие особенности распределения. Для предельно газонасыщенной зоны для пористости характерно помимо увеличения значений от ГВК к кровле стратиграфии увеличение значений от границ залежи к скв. 41, наиболее охарактеризованной всеми видами исследований, в том числе керновыми. Для слабогазонасыщенной зоны значения параметра пористости имеют малую изменчивость по латерали. Аналогично литологии для пористости построены гистограммы, подтверждающие удовлетворительную сходимость априорной информации с моделируемым кубом. По результатам построений получено подтверждение тренда к увеличению ФЕС по ранее описанному принципу.

При моделировании газонасыщенности (далее K_g) в вышеупомянутом модуле Petrophysical modeling также использован аналогичный тренд на увеличение фильтрационно-емкостных свойств пласта. При этом при распределении параметра методом Kriging моделирование выполнялось с использованием различных зон (для низконапорного газа и зоны максимального насыщения). Для низконасыщенной части залежи, согласно подсчету запасов, значение принято равным 0,47, а для зоны предельной газонасыщенности проинтерполированы скважинные данные. Карта газонасыщенности по предельно газонасыщенной зоне представлена на

рисунке 6, по слабогазонасыщенной зоне карта представляла бы собой поверхность без изолиний и не будет показана.

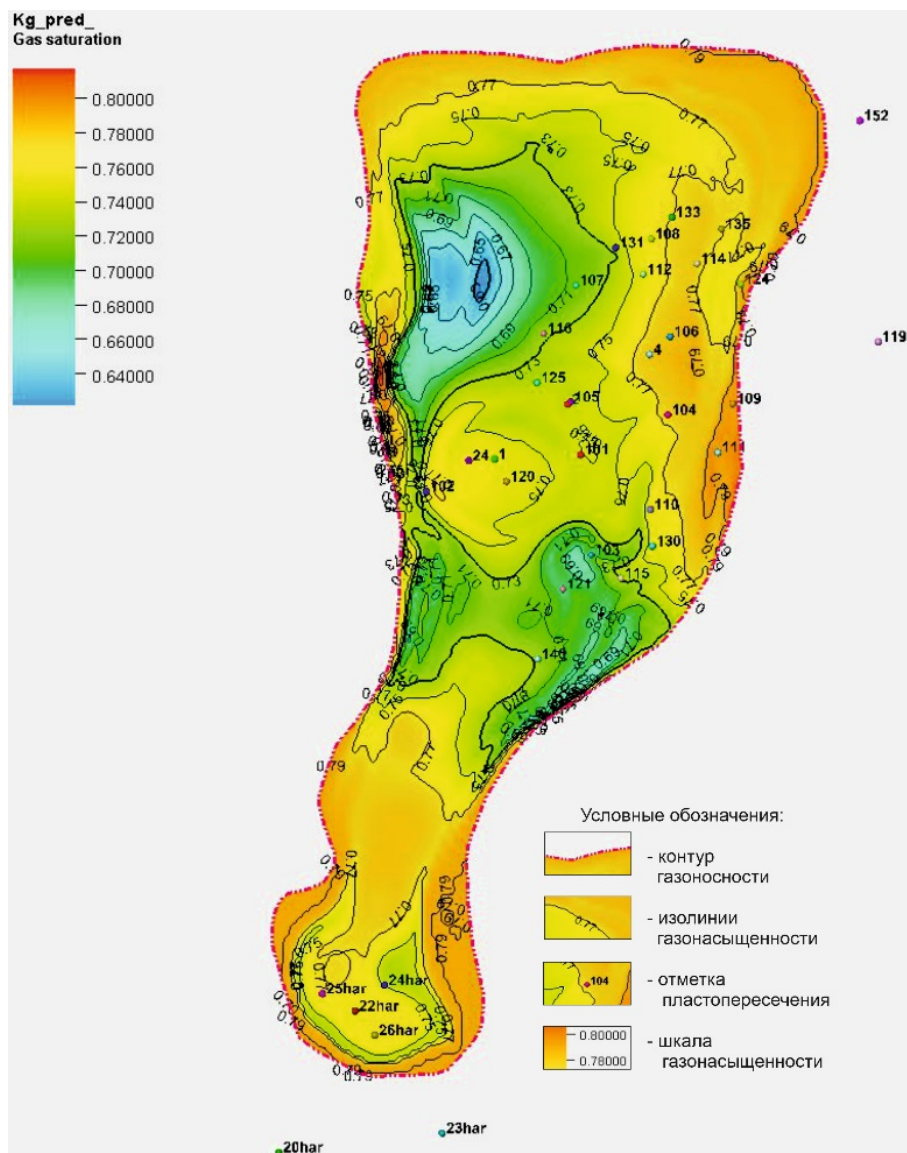


Рис. 6. Карта газонасыщенности для предельно газонасыщенной зоны

Следует отметить, что в предельно газонасыщенной зоне карта распределения параметра K_g , снятая с куба, имеет тренд к увеличению от границы залежи к куполу. Аналогично литологии и пористости для насыщенности построены гистограммы, подтверждающие удовлетворительную сходимость априорной информации с моделируемым кубом.

Параметр проницаемости (далее $K_{пр}$) построен аналогично пористости в модуле Petrophysical modeling методом Kriging ввиду отсутствия пет-

рофизической зависимости от пористости. Аналогично ранее моделируемым фильтрационно-емкостным параметрам при распределении величины $K_{пр}$ в первой итерации использован тренд к увеличению его значений от ГВК к кровле сеномана, во второй — трендом послужил непосредственно куб пористости. Аналогично литологии, пористости и газонасыщенности для проницаемости построены гистограммы, подтверждающие удовлетворительную сходимость априорной информации с моделируемыми кубами.

По результатам построения трехмерной геологической модели получены запасы по предельно газонасыщенной зоне в объеме 5,2 трлн m^3 , при утвержденных 5,47 трлн m^3 , для слабогазонасыщенной зоны — 0,91 трлн m^3 , при утвержденных 1,01 трлн m^3 .

На рисунке 7 представлен разрез куба насыщенности по линии А – Б (линия показана на рис. 1), отражающем гипотезу о дифференциации распределения газонасыщенности на предельно и слабогазонасыщенную зоны.

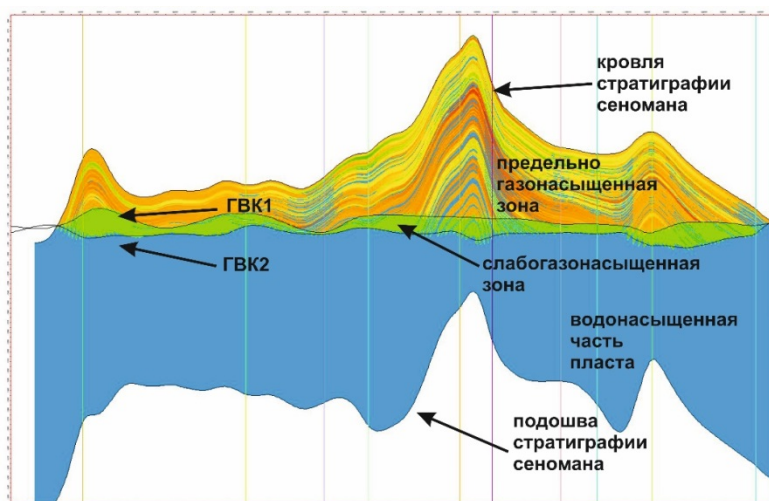


Рис. 7. Разрез куба газонасыщенности по линии А – Б

Выводы

По данным подсчета запасов 1983 года построена трехмерная геологическая модель, учитывающая структурные, литологические и петрофизические особенности пласта газовой залежи сеномана Ямбургского месторождения. В процессе моделирования устранены стратиграфические невязки, построены поверхности контактов ГВК1, ГВК2, в результате чего выявлено, что толщина слабогазонасыщенной зоны составляет 8,7 м, вместо заявленных 9,55 м в ранее защищенном документе. Данное уточнение сокращает подсчитываемые запасы на 10 %. По данным построенной трехмерной геологической модели величина запасов слабогазонасыщенной зоны составила 909 250,1 млн m^3 .

Для более точной оценки начальных запасов газа Ямбургского месторождения необходимы следующие данные по бурению скважин до 1983 года, а также новых, пробуренных с 1983 по 2022 гг.: координаты устьев скважин, координаты пластопересечений, данные гироскопа по пробуренным скважинам, геофизические исследования скважин, результаты интерпретации геофизических исследований скважин, разбивки по скважинам, актуальные данные интерпретации сейсморазведочных работ для уточнения стратиграфических особенностей кровли и подошвы сеноманских отложений, а также отметки ГВК1 и ГВК2. В совокупности эти параметры могут в значительной степени повлиять на трехмерную геологическую модель и, как следствие, на величину запасов газа.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Исследование выполнено с использованием оборудования ЦКП «Центр перспективных исследований и инновационных разработок» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Список источников

1. Пороскун М. В. Дифференциация разреза сеноманских отложений севера Западной Сибири в связи с разведкой, подсчетом запасов и разработкой залежей углеводородов : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Пороскун Михаил Владимирович ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2004. – 183 с. – Текст : непосредственный.
2. Ермаков, В. И. Особенности строения сеноман-нижнетуронских отложений севера Западной Сибири / В. И. Ермаков, С. В. Миронова, С. Б. Прокопенко. – Текст : непосредственный // Сборник ВНИИЭГАЗПРОМа. – Москва, 1975. – № 10. – С. 11–20. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
3. Ваганов, Ю. В. Технология освоения переходной зоны Сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 56–60.
4. Dadashova, K. S. The methods of analysis of factors influence on the efficiency of intensification of oil-gas production / K. S. Dadashova. – Direct text // Journal of Mines, Metals & Fuels. – 2020. – Vol. 68, Issue 9. – P. 293–306.
5. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области переработки и транспорта УВ / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2014. – № 7–8. – С. 28–32.

6. Особенности моделирования производительности скважин низкопроницаемых газовых залежей / В. А. Байков, Р. Р. Муртазин, В. А. Штинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 5. – С. 48–54.
7. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, И. С. Саранча, Д. А. Митрофанов, С. М. Овезова. – Текст : непосредственный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1–1. – С. 211–214.
8. Саранча, А. В. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО / А. В. Саранча, И. С. Саранча. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10, № 3 (52). – С. 146–147.
9. Супрун, Ю. С. Газовая отрасль в РФ : проблемы и перспективы развития : выпускная квалификационная работа / Ю. С. Супрун. – Белгород, 2016. – 97 с. – Текст : непосредственный.
10. Никонов, Ю. А. Анализ экономической эффективности использования низконапорного газа на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении : магистерская диссертация / Ю. А. Никонов ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2016. – 105 с. – Текст : непосредственный.
11. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 175 с. – Текст : непосредственный.
12. Огай, В. А. Технологии скважинной добычи сеноманского газа на завершающем этапе разработки месторождений Западной Сибири / В. А. Огай, Б. И. Анциферов, Р. О. Ахунов – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича / Отв. ред. П. В. Евтин ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. II. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – С. 268–272.
13. Колмаков, А. В. Исследование и разработка технологии выработки остаточных запасов низконапорного газа сеноманских залежей : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колмаков Алексей Владиславович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 170 с. – Текст : непосредственный.
14. Царев, В. В. К вопросу моделирования средних по размерам залежей сеномана севера Западной Сибири в связи с подсчетом запасов газа / В. В. Царев. – Текст : непосредственный // Новые идеи в науках о Земле. Материалы XIV Международной научно-практической конференции : в 7 томах. – Старый Оскол : Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (филиал), 2019. – Т. 5. – С. 224–227.
15. Келигов, М.-Б. С. Стратиграфический анализ Ямбургского месторождения / М.-Б. С. Келигов, А. И. Газдиев. – Текст : непосредственный // Геология в развивающемся мире : сборник научных трудов XII Международной научно-практической конференции / Отв. ред. Ю. А. Башурова ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2019. – С. 126–128.
16. Ваганов, Ю. В. Особенности освоения переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю. В. Ваганов, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 3. – С. 24–29.

17. О способе доработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа / Э. С. Закирова, С. Н. Закирова, Д. П. Аникеев, Ю. В. Алексеева. – Текст : непосредственный // *Neftegaz.RU*. – 2020. – № 7 (103). – С. 22–28.

References

1. Poroskun, M. V. (2004). *Differentsiatsiya razreza senomanskikh otlozheniy se-vera Zapadnoy Sibiri v svyazi s razvedkoy, podschetom zapasov i razrabotkoy zalezhey uglevodorodov*. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Moscow, 183 p. (In Russian).
2. Ermakov, V. I., Mironova, S. V., & Prokopenko, S. B. (1975). *Osobennosti stroeniya senoman-nizhneturonskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri*. Sbornik VNIIEGAZPROMa, (10). Moscow, pp. 11-20. (In Russian).
3. Vaganov, Yu. V., & Ovchinnikov, V. P. (2021). Technology for the development of Cenomanian gas deposit transition zone. *Burenie i nef't'*, (4), pp. 56-60. (In Russian).
4. Dadashova, K. S. (2020). The methods of analysis of factors influence on the efficiency of intensification of oil-gas production. *Journal of Mines, Metals & Fuels*, 68(9), pp. 293-306. (In English).
5. Eder, L. V., Filimonova, I. V., Provornaya, I. V., & Nemov, V. Yu. (2014). Main problems of innovation development of oil and gas industry in sphere of processing and transportation of hydrocarbons. *Burenie i nef't'*, (7-8), pp. 28-32. (In Russian).
6. Baikov, V. A., Murtazin, R. R., Shtinov, V. A., Kiseleva, T. A., Mukhametov, A. F., & Surtaev, V. N. (2018). Performance modelling features of wells in low permeable gas deposits. *Oil and Gas Territory*, (5), pp. 48-54. (In Russian).
7. Sarancha, A. V., Sarancha, I. S., Mitrofanov, D. A., & Ovezova, S. M. (2015). Technology of production of low-pressure Cenomanian gas. *Modern problems of science and education*, (1-1), pp. 211-214. (In Russian).
8. Sarancha, A. V., & Sarancha, I. S. (2014). Low-pressure gas of the Cenomanian deposits of the YaNAO. *Academic Journal of Western Siberia*, 10(3(52)), pp. 146-147. (In Russian).
9. Suprun, Yu. S. (2016). *Gas industry in the Russian Federation : problems and development prospects*. Belgorod, 97 p. (In Russian).
10. Nikonov, Yu. A. *Analiz ekonomicheskoy effektivnosti ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza na Medvezh'em neftegazokondensatnom mestorozhdenii: magisterskaya dissertatsiya*. Tomsk, 105 p. (In Russian).
11. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S. & Kononov, A. V. (2012). *Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza*. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
12. Ogai, V. A., Antsiferov, B. I., & Akhunov, R. O. (2015). *Tekhnologii skvazhinnoy dobychi senomanskogo gaza na zavershayushchem etape razrabotki mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Nef't' i gaz Zapadnoy Sibiri. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 90-letiyu so dnya rozhdeniya Kosukhina Anatoliya Nikolaevicha. Tom II. Razrabotka i ekspluatatsiya nef'tyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 268-272. (In Russian).

13. Kolmakov, A. V. (2012). Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatochnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 170 p. (In Russian).
14. Tsarev, V. V. (2019). K voprosu modelirovaniya srednikh po razmeram zalezhey senomana severa Zapadnoy Sibiri v svyazi s podschetom zapasov gaza. Novye idei v naukakh o Zemle. Materialy XIV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii: v 7 tomakh. Tom 5. Sary Oskol, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting Publ. (branch), pp. 224-227. (In Russian).
15. Keligov, M.-B. S., & Gazdiev, A. I. Stratigraficheskiy analiz Yamburgskogo mestorozhdeniya. Geologiya v razvivayushchetsya mire: sbornik nauchnykh trudov XII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Perm, pp. 126-128. (In Russian).
16. Vaganov, Yu. V., & Ovchinnikov, V. P. (2020). Cenomanian gas pool transition layer development features. Bulletin of the Association of Drilling Contractors, (3), pp. 24-29. (In Russian).
17. Zakirova, E. S., Zakirova, S. N., Anikeev, D. P., & Alekseeva, Yu. V. (2020). O sposobe dorazrabotki vodoplavayushchey zalezhi s zapasami niz-konapornogo gaza. Neftegaz.RU, (7(103)), pp. 22-28. (In Russian).

Информация об авторах

Ваганов Юрий Владимирович, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ширяев Артем Александрович, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Науменко Виталия Олеговна, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, naumenkovo@tyuiu.ru

Information about the authors

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Leading Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen

Artyom A. Shiryayev, Junior Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen

Vitaliya O. Naumenko, Junior Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen, naumenkovo@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 28.10.2022; одобрена после рецензирования 07.11.2022; принята к публикации 14.11.2022.

The article was submitted 28.10.2022; approved after reviewing 07.11.2022; accepted for publication 14.11.2022.