

УДК 553.98 (470.13)

Нетрадиционные ресурсы углеводородов Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения

С.В. Яковлев^{1*}, Н.П. Вишератина¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: s.yakovlev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: Вуктыльское НГКМ, нетрадиционные ресурсы, геологическая модель, низкопоровые коллекторы, петрофизическая модель.

Тезисы. Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное в центральной части Вуктыльского района Республики Коми, открыто в 1964 г. и уже в 1968 г. введено в промышленную эксплуатацию. Высокая степень выработанности запасов Вуктыльского НГКМ и отсутствие новых подготовленных к разработке месторождений заставляют обратить внимание на повышение углеводородоотдачи пластов по компонентам, а также на выявление защемленных объемов газа, в которых могут содержаться остаточные углеводороды (УВ).

Разработана петрофизическая модель строения пустотного пространства коллекторов различных типов, выделены зоны распространения коллекторов с разными фильтрационно-емкостными свойствами, в том числе нетрадиционные коллекторы. На основе построенной трехмерной геологической модели оценены ресурсы нетрадиционных УВ.

Установлено, что суммарная доля нетрадиционных ресурсов газа, которые потенциально могут быть извлечены из «Основной» залежи Вуктыльского НГКМ, составляет более трети первоначальных запасов, что по объему запасов сухого газа соответствует открытию крупного газового месторождения. Реализация добычи таких объемов нетрадиционных ресурсов газа требует разработки и внедрения специальных технологий.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное в центральной части Вуктыльского района Республики Коми, было открыто в 1964 г. и уже в 1968 г. введено в промышленную эксплуатацию. Несмотря на длительную историю геолого-геофизических исследований на объекте и нахождение месторождения на стадии завершения эксплуатации, интерес к нему не уменьшается до сих пор. Высокий уровень выработанности запасов Вуктыльского НГКМ и отсутствие новых подготовленных к разработке месторождений заставляют обратить внимание на повышение углеводородоотдачи пластов по компонентам (жидким углеводородам (УВ), выпавшим в процессе разработки залежи, маслам, смолам, асфальтенам), а также на выявление защемленных объемов газа, в которых могут содержаться остаточные УВ.

Для этого требуется решить целый круг задач, в том числе разработать петрофизическую модель строения пустотного пространства коллекторов различных типов, распределить коллекторы по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), выделить из них нетрадиционные (низкопоровые и защемленные), создать трехмерную геологическую модель строения залежи УВ и оценить потенциальные запасы нетрадиционных УВ.

Для разработки петрофизической модели строения пустотного пространства продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ исследована большая коллекция ядерного материала (более 12 тыс. образцов); выполнены обобщение и комплексный анализ результатов геолого-геохимических, петрофизических, литолого-химических, физико-химических исследований ядра и жидких УВ; построены петрофизические связи типа «кern – kern», «кern – ГИС¹», «ГИС – ГИС», «опробование – ГИС».

Согласно опубликованным данным [1], поровое пространство пород-коллекторов различается не только по размеру пустот, но и по характеру связи пор и каналов. Экспериментальные электронно-микроскопические исследования ядра пород

¹ ГИС – геофизические исследования скважин.

из продуктивных пластов различных месторождений на базе катодоллюминесцентной методики и количественного анализа микроструктурных параметров с применением программного продукта «Коллектор» позволили изучить пустотное пространство пород-коллекторов с поровыми системами различных типов и выделить элементы этих систем: протяженные каналы и относительно изометричные поры (емкости). Установлено, что количественное соотношение каналов и пор (координационное число) в коллекторах, а также соотношение их диаметров могут быть различными. Именно эти соотношения определяют тип порового пространства и существенно влияют на свойства коллектора [1].

В зависимости от преобладания пор или поровых каналов поровое пространство коллекторов можно разделить на шесть типов: поровый, порово-канальный, канально-поровый, канальный, микротрещиноватый и сложный (табл. 1).

В имеющих высокую степень нефтегазо-насыщения высокопористых породах с порами размерами от единиц до десятков микрометров структура порового пространства существенно отличается от капилляроподобной и является ярко выраженной четочной (рис. 1). Отношение среднего диаметра пор ($d_{пор}$) к среднему диаметру поровых каналов ($d_{кан}$) в таких породах намного больше единицы.

В породах средне- и даже высокопористых, но мелко- и субкапиллярнопоровых размеры пор ненамного превышают размеры поровых каналов. Структура порового пространства в них приближается к капилляроподобной, а отношение $d_{пор}/d_{кан}$ стремится к единице. Чем крупнее поровое пространство коллектора,

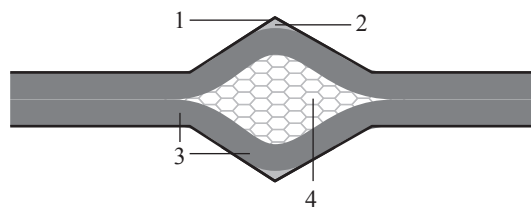


Рис. 1. Структурная характеристика пластовых флюидов в поровых объемах пород: 1 – пленочная вода (порода более гидрофильна) или пленочная нефть (порода более нефтефильна); 2 – вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая) или нефть углов пор (порода более нефтефильна); 3 – динамический (непрерывно связанный) объем нефти (порода более гидрофильна) или воды (порода более нефтефильна); 4 – структурно защемленный неподвижный объем нефти или структурно защемленный объем газа при обводнении или высокой концентрации жидких УВ в газонасыщенном разрезе

тем большим значением $d_{пор}/d_{кан}$ будет характеризоваться структура его порового пространства и тем большие коэффициенты остаточной (структурно защемленной) нефте- ($K_{он}$) или газонасыщенности ($K_{ог}$) он будет иметь (рис. 2).

Абсолютная и относительная фазовые проницаемости для нефти, как показали результаты экспериментальных исследований, также определяются в первую очередь отношением $d_{пор}/d_{кан}$.

При близких значениях пористости чем выше это отношение, тем ниже проницаемость. При равных величинах медианного диаметра пор ($Md_{пор}$) проницаемость тем выше, чем

Таблица 1

Типы порового пространства в породах-коллекторах УВ

Тип	Характеристика	Координационное число*
1. Поровый	Полностью состоит из пор, контактирующих друг с другом	0
2. Порово-канальный	Преобладают поры, а соединяющие их каналы по длине соизмеримы с размерами этих пор	$> 0 \dots < 3$
3. Канально-поровый	Преобладают протяженные каналы, а количество пор меньше, чем каналов	$3 \dots (8 \dots 10)$
4. Канальный	Существенно преобладают каналы, а поры отсутствуют либо присутствуют как единичные включения	> 10
5. Микротрещиноватый	Плотная, практически непроницаемая матрица и микротрещины	–
6. Сложный	Сочетание первых пяти типов	$> 3 \dots < 10$

* Для поровой системы в области существенной фильтрации.

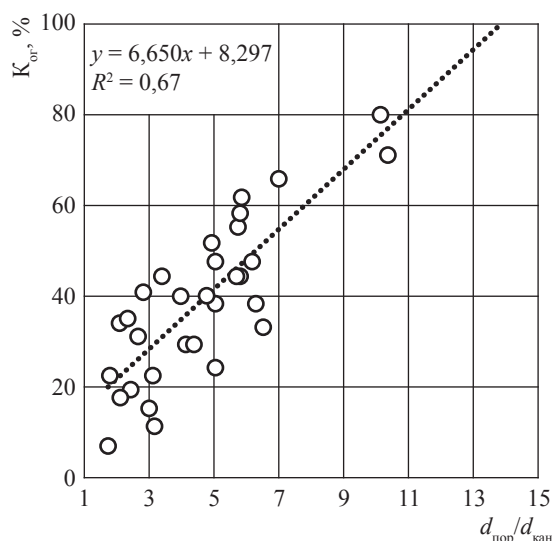


Рис. 2. Корреляционная связь между коэффициентом структурно заземленной газонасыщенности и отношением диаметров пор и каналов в отложениях P₁-С Вуктыльского НГКМ: R² – коэффициент детерминации

больше медианный диаметр каналов фильтрации ($Md_{кан}$). Фазовая проницаемость для нефти увеличивается с уменьшением отношения $Md_{пор}/Md_{кан}$ и увеличением $K_{он}$. С ростом отношения $Md_{пор}/Md_{кан}$ подвижность заземленной остаточной нефти снижается, и эффективность ее довытеснения падает. При достаточно высоких значениях $Md_{пор}/Md_{кан}$ поры проявляют себя как тупиковые, и остаточная нефть в таких породах практически не обладает подвижностью.

Типизация порового пространства неоднородных сложнопостроенных коллекторов в залежах Вуктыльского НГКМ проводилась с использованием классификаторов трех видов: 1 – по типу пустот (поровые, трещинно-каверно-поровые или смешанные); 2 – по ФЕС (высокоемкие 1-го и 2-го классов и низкоемкие); 3 – по соотношению $d_{пор}/d_{кан}$.

Выделение высокоемких поровых (1-й класс) и смешанных (2-й класс) коллекторов проводилось по установленным граничным значениям проницаемости и пористости: соответственно $K_{пр}^{гран} > 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{п}^{гран} > 6 \%$. Деление низкоемких (субкапиллярнопоровых) коллекторов проводилось на основе микроструктурных исследований с помощью растрового электронного микроскопа способом катодoluminesценции по соотношению $d_{пор}/d_{кан}$.

По данным ГИС, к низкоемким относились коллекторы, для которых выполнялось условие $3 \% \leq K_{п}^{гран} < 6 \%$.

Для каждого типа коллектора в каждом из шести объектов подсчета построены петрофизические связи типа «кern – kern»: I объект – P₁ar₂, P₁ar₁ (II пачка); II объект – P₁ar₁ (I пачка), P₁s (II пачка); III объект – P₁s (I пачка), P₁a; IV объект – C₃, C₂m; V объект – C₂b, C₁s₂; VI объект – C₁s₁, C₁al + mh + vn.

Наиболее информативным параметром, характеризующим величину возможного коэффициента извлечения УВ, является коэффициент объемной остаточной (структурно заземленной) газонасыщенности $WK_{то}$, так как позволяет оценивать объемы заземленного газа в породах и тем самым определять остаточные запасы газа, не извлекаемые в процессе разработки залежи.

Экспериментально установлено [1], что между коэффициентом объемной остаточной газонасыщенности $K_{то}^V$ и коэффициентом открытой пористости ($K_{п.о}$) существует корреляционная связь, установив которую можно построить модели распределения остаточных объемов нефти (для нефтяных месторождений) или газа (на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений) в пределах залежи.

Для пяти подсчетных объектов получены связи $K_{то}^V = f(K_{п.о})$ (табл. 2). Для отложений P₁ar₂, P₁ar₁ (II пачка) зависимость не установлена.

Для оценки не вовлеченных в разработку объемов газа (структурно заземленные, а также приуроченные к низкопоровым коллекторам) создана трехмерная геологическая модель нефтегазоконденсатной залежи Вуктыльского НГКМ в отложениях пермикарбона, называемой «Основной». Именно с ней связаны основные запасы УВ-сырья на месторождении. Залежь классифицируется

Таблица 2
Связь объемной остаточной газонасыщенности и открытой пористости коллекторов

Объект	Коллектор	
	высокоемкий	низкоемкий
II	$K_{то}^V = 0,275K_{п.о} + 0,1$	$K_{то}^V = 0,11K_{п.о}$
III	$K_{то}^V = 0,48K_{п.о} - 0,35$	$K_{то}^V = 0,1K_{п.о}$
IV	$K_{то}^V = 0,68K_{п.о} - 1,03$	$K_{то}^V = 0,11K_{п.о}$
V	$K_{то}^V = 0,5K_{п.о} - 0,5$	$K_{то}^V = 0,11K_{п.о}$
VI	$K_{то}^V = 0,65K_{п.о} - 0,7$	$K_{то}^V = 0,17K_{п.о}$

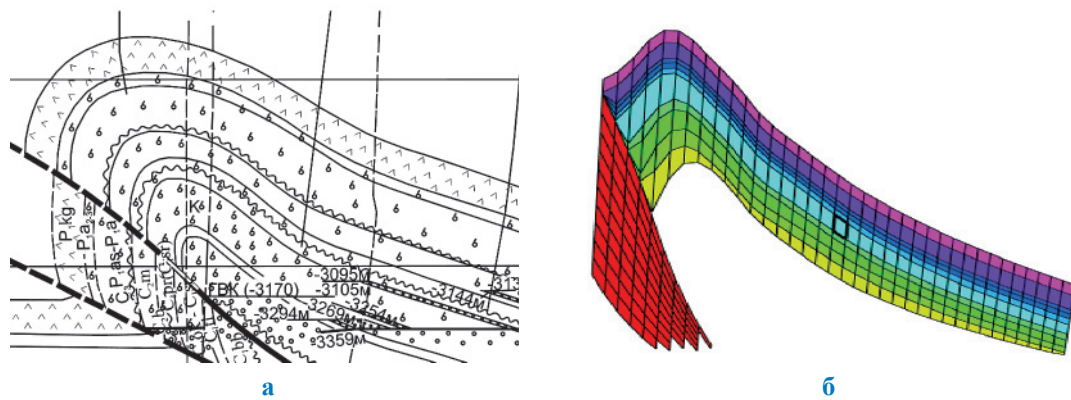


Рис. 3. Поперечный разрез Вуктыльской структуры по априорной модели (а) и трехмерная сетка по цифровой геологической модели (б): ГВК – газовойдной контакт

как массивно-пластовая сводовая тектонически экранированная. Размеры залежи составляют $66,0 \times (3,5 \dots 5,0)$ км, высота – 1440 м. Особенности создания трехмерной модели пермо-карбоневой залежи УВ Вуктыльского НГКМ рассмотрены ниже.

В строении моделируемого резервуара принимают участие преимущественно карбонатные породы, которые представлены сероцветными известняками и вторичными доломитами, а также их переходными разностями, слагающими мощную фациально неоднородную карбонатную толщу. Коллекторы продуктивной части разреза сложные, по характеру пустотного пространства являются смешанными и имеют межзерновую, трещинную и каверновую составляющие. Интерпретация материалов ГИС в сложных условиях карбонатного разреза неоднозначна; моделировать пластовые залежи на основе детерминированных алгоритмов, которые практикуют в отношении терригенных отложений, в данном случае нельзя. Ситуацию осложняет также ограниченность комплекса ГИС: доля выполнения методов ГИС колеблется по большинству скважин от 69 до 15 % по сравнению с оптимальным комплексом для Тимано-Печорской провинции. Приемлемой технологией моделирования является вероятностная, когда параметрическое заполнение модели осуществляется заданием статистических распределений параметров дифференциально для каждого типа коллектора. Также подход к моделированию карбонатных коллекторов предлагается в РД 153-39.0-0.47-00².

Среди ряда программных продуктов, поддерживающих вероятностное моделирование параметров, был выбран ПК RMS Roxar.

Вуктыльская структура имеет сложное строение. Она представляет собой асимметричную многокупольную высокоамплитудную антиклинальную складку, линейно вытянутую в субмеридиональном направлении. Западное крыло структуры с крутопадающими и подвернутыми (стоящими практически «на голове») породами перми-карбона осложнено взбросо-надвигом и оперяющими нарушениями встречного падения (рис. 3, см. а).

Наличие подвернутого блока, который, согласно истории многолетней разработки месторождения, гидродинамически связан с аллохтонной частью структуры, вызывает определенные трудности в создании единой структурной модели, так как моделирование опрокинутых складок ограничено поддерживается программными средствами. В связи с этим основной особенностью создания структурной модели стало формирование структурного каркаса таким образом, чтобы максимально учитывалось строение Вуктыльской залежи фактически без моделирования опрокинутой складки.

Основной Вуктыльский надвиг является естественной границей аллохтонной и подвернутой частей структуры, по которой возможно разделить всю модель также на две одноименные части. Создание аллохтонной части структурной модели представляет собой достаточно простую задачу, так как в целом корреляция каменноугольно-нижнепермских отложений в нормальном залегании не вызывает затруднений.

Корреляция отложений, слагающих западное крутопадающее, на отдельных участках

² РД 153-39.0-0.47-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / введ. 10.03.2000. – М.: Минтопэнерго РФ, 2000. – 130 с.

подвернутое крыло Вуктыльской антиклинали, вызывает наибольшую трудность ввиду особенностей строения последнего. С высокой степенью достоверности описать эту область не представляется возможным. Поэтому данный блок в структурной модели представлен единым пластом без разделения на стратиграфические зоны, а напластование будет смоделировано как результат нарезки на слои на этапе формирования трехмерной сетки. Такой подход позволит создать единую структурную модель – «аллохтон – подвернутый блок», а также, естественно, с некоторой долей условности учесть особенности напластования как в аллохтонной, так и в подвернутой частях разреза. Спецификой построения такой структурной модели является представление плоскости основного нарушения в виде поверхности стратиграфического несогласия, а не дизъюнктива. Слои сетки нарезаются субпараллельно такой поверхности, что позволяет смоделировать подвернутую часть.

Поперечный разрез сетки (см. рис. 3б) показывает, что нарезка слоев сетки параллельно границам подвернутого блока в совокупности с вертикальным расположением пилларов дает как эффект продолжения пластов аллохтонной части в подвернутую, так и эффект «подворота» – распределение свойств в подвернутой части будет происходить корректно. А изменение геометрии ячеек в контактной к основному нарушению зоне характеризует высокую степень раздробленности и деформации естественного залегания пород.

Для обоснования геометрии сеток анализировались морфологическое строение залежей, толщин проницаемых пропластков и степень изученности бурением. Вуктыльская структура простирается практически строго в направлении с севера на юг, и возможно было бы использовать равномерное разбиение с постоянным шагом. Однако лучшее решение – неравномерное разбиение с ориентацией направления ячеек вдоль основного надвига практически параллельно оси простирания антиклинали. Такой подход обеспечит более точное моделирование ФЕС и повысит качество фильтрационных расчетов.

Для оптимизации размеров сетки ее возможно разделить на подсетки в соответствии с какими-либо критериями. В данном случае разбиение на подсетки осуществлялось в соответствии с выделенными объектами.

Основной элемент, применяемый при стохастическом моделировании, – это вариограммный анализ, который служит для оценки пространственного соотношения исходных данных, их пространственной непрерывности [2]. В результате анализа получены результаты, в целом характерные для карбонатных пород со смешанным, сложным типом пористости. Уже на расстояниях свыше 1 км корреляция данных отсутствует в меридиональном направлении, и на расстоянии около 500 м – в широтном. Наблюдается латеральная анизотропия данных, связанная, по всей видимости, с тектоническими процессами. Вероятно, сжимающие напряжения, действующие в широтном направлении, привели к растрескиванию пород с образованием новых проницаемых областей, что отразилось на уменьшении практически в 2 раза радиусов корреляции: с 1000 м в меридиональном направлении до 500 м в широтном.

Разрез обладает значительной изменчивостью свойств. Необходимо учесть эту изменчивость и восстановить в пределах разреза статистическую картину распределения типов коллекторов. Полученный результат моделирования должен не только удовлетворять условию соответствия исходным данным в ячейках, секущихся скважинами, но и восстанавливать геолого-статистический разрез (ГСР) и гистограммы параметра литологии.

Моделирование трех типов коллекторов базировалось на следующих основных этапах. На первом этапе осуществлялось построение базовой модели «коллектор – неколлектор». На втором этапе в зоне «коллектор» моделировались типы коллектора. Такой подход позволил в достаточной степени восстановить исходные гистограммы параметров и точно описать закономерности, отраженные в ГСР объектов (рис. 4).

В табл. 3 для Вуктыльского НГКМ приведены основные подсчетные параметры и оценки структурно-защемленных объемов газа и ресурсов низкопоровых коллекторов на основе построенной трехмерной модели. С учетом запасов газа в бобриковских песчаниках расхождение извлекаемых запасов газа высокоемких коллекторов с первоначальными запасами, согласно государственному балансу, составило чуть более 0,5 %. На структурно защемленные объемы газа приходится примерно 30 млрд м³ газа, которые предположительно не вовлечены в разработку. Дополнительно

были проанализированы ретроспективные данные о величине запасов пластового газа, полученные в разные периоды геологоразведочных работ.

Начиная с 1971 г. запасы пластового газа неоднократно пересчитывались объемным методом исходя из пессимистического варианта. Авторы работ о подсчете запасов неоднократно отмечали, что запасы недооценены и составляют более 500 млрд м³. Однако разработка месторождения традиционными методами такую величину запасов газа не подтвердила, что привело к списанию с государственного баланса более 50 млрд м³ как неподтвердившихся в результате пересчета запасов методом падения давления. Эта цифра соотносится с величиной заземленных объемов газа, определенных в результате моделирования. Данный факт может косвенно свидетельствовать о том, что существенное списание запасов вызвано не их завышением на ранних

стадиях разведки месторождения, а наличием значительной доли газа, которая не вовлекается в разработку, а следовательно, не может быть учтена при оценке запасов методом падения давления.

Основные объемы газа низкопоровых коллекторов (3-й тип) связаны с пермскими и московскими отложениями. Суммарные же ресурсы газа, приуроченные к этому типу коллекторов, составили дополнительно примерно 30 % от первоначальных запасов.

Таким образом, суммарная доля нетрадиционных ресурсов газа, которые потенциально могут быть извлечены из «Основной» залежи Вуктыльского НГКМ, составляет более трети первоначальных запасов, что само по себе соответствует по объему сухого газа открытию крупного газового месторождения. Однако доизвлечение таких объемов требует разработки и внедрения специальных технологий добычи УВ.

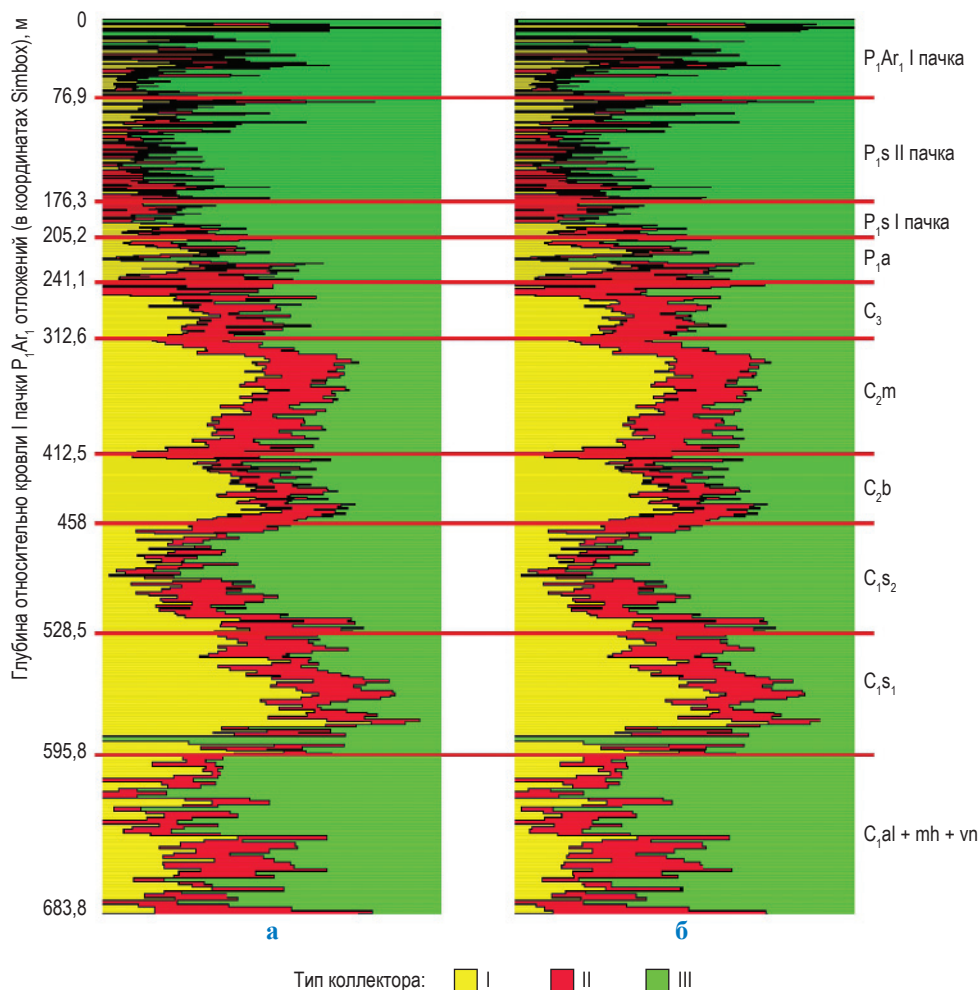


Рис. 4. Сопоставление аллохтонной части ГСР, построенных по исходным данным (а) и модели (б), по типам коллектора

Таблица 3

Сводная таблица подсчетных параметров и ресурсов газа Вуктыльского НКМР

Объект, возраст	Объем газосодержащих пород, тыс. м ³	K _{пор.} д. ед.	Коэффициент газонасыщенности, д. ед.	Газонасыщенный объем пород, тыс. м ³	Пластовое давление (P _{пл.}), МПа		Поправка начальных геологических запасов (ресурсов) пластового газа, (коэффициент)		Моярная доля сухого газа в пластовом	Начальные геологические запасы (ресурсы) пластового газа, млн м ³	Начальные запасы (ресурсы) сухого газа, млн м ³	K _{тот.} д. ед.	Защемленный объем сухого газа, млн м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн м ³	
					начальное	конечное	на температуру	на отклонения от закона Бойля – Мариотта							
								начальное P _{пл.}							конечное P _{пл.}
Высокоемкие коллекторы															
II, P _{1a1} (I пачка)	600298	0,09	0,81	45327	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	14109 (-)	13206 (-)	0,029	12828	
II, P _{1s} (II пачка)	698316	0,10	0,82	54404	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	16935 (-)	15851 (-)	0,033	15329	
III, P _{1s} (I пачка)	289203	0,11	0,69	21961	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	6836 (-)	6399 (-)	0,060	6016	
III, P _{1a}	536860	0,10	0,67	36998	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	11517 (-)	10780 (-)	0,056	10174	
IV, C ₃	709934	0,09	0,82	53395	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	16621 (-)	15557 (-)	0,062	14587	
IV, C _{2m}	6660997	0,10	0,85	589967	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	183645 (-)	171892 (-)	0,070	159819	
V, C _{2b}	1496166	0,10	0,74	114841	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	35748 (-)	33460 (-)	0,053	31681	
V, C _{1s2}	748263	0,10	0,73	55146	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	17166 (-)	16067 (-)	0,054	15203	
VI, C _{1s1}	2382535	0,11	0,71	187921	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	58496 (-)	54752 (-)	0,075	50634	
VI, C _{1al+mh+vn}	895578	0,10	0,70	64542	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	20091 (-)	18805 (-)	0,073	17424	
Подвернутый блок	4695411	0,10	0,69	317800	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	98925 (-)	92594 (-)	0,067	86409	
Всего														29257	
Низкопоровые коллекторы															
II, P _{1a1} (I пачка)	1770930	0,05	0,68	56700	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (17650)	- (16520)	-	-	
II, P _{1s} (II пачка)	2265328	0,04	0,65	62715	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (19522)	- (18273)	-	-	
III, P _{1s} (I пачка)	603144	0,04	0,43	10860	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (3381)	- (3164)	-	-	
III, P _{1a}	579526	0,05	0,45	11894	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (3702)	- (3465)	-	-	
IV, C ₃	700924	0,04	0,56	17419	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (5422)	- (5075)	-	-	
IV, C _{2m}	3795001	0,05	0,58	101211	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (31505)	- (29489)	-	-	
V, C _{2b}	1056267	0,04	0,52	24541	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (7639)	- (7150)	-	-	
V, C _{1s2}	1167127	0,04	0,51	25739	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (8012)	- (7499)	-	-	
VI, C _{1s1}	1126277	0,05	0,47	25079	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (7807)	- (7307)	-	-	
VI, C _{1a1+mh+vn}	1469607	0,04	0,44	27982	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (8710)	- (8153)	-	-	
Подвернутый блок	2603812	0,05	0,47	57485	36,1	0,1	0,877	0,967	1	0,936	- (17894)	- (16749)	-	-	
Всего														- (122844)	

3 См. ГОСТ Р 56676-2016. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запаса газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования

Список литературы

1. Дмитриевский А.Н. Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Скибицкая и др. // *Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России*. – М.: ГЕОС, 2007. – С. 360–377.
2. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. – М.: ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.

Non-traditional hydrocarbon resources of Vuktyl oil-and-gas-condensate field

S.V. Yakovlev¹*, N.P. Visheratina¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Subsidiary, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komy Republic, 169330, Russian Federation
E-mail: s.yakovlev@sng.gazprom.ru

Abstract. The Vuktyl oil-and-gas-condensate field is located in the central part of the Vuktyl region in the Komi Republic; it was opened in 1964 and in 1968 it was put into commercial operation. High degree of Vuktyl reserves depletion and absence of new hydrocarbon fields ready for development makes one intensify hydrocarbon recovery by components, and identify pinched volumes of gas which can contain residual hydrocarbons (HC).

A petrophysical structural model of reservoir hollow space was developed for different types of reservoirs; distribution of reservoirs with different porosity and permeability properties was determined including non-traditional reservoirs. On the basis of a constructed three-dimensional geological model resources of non-traditional HC were evaluated.

It was established that total share of non-traditional gas resources which potentially can be extracted from the P₁-C deposit of Vuktyl field makes more than a third part of initial reserves, assumed by the State Balance. By volume of “dry” gas this value corresponds to opening of a giant gas field. But recovery of such gas amount requires development and introduction of special HC production technologies.

Keywords: Vuktyl oil-and-gas-condensate field, non-traditional resources, geological model, low-pore reservoirs, petrophysical model.

References

1. DMITRIYEVSKIY, A.N., N.A. SKIBITSKAYA et al. Increasing resource potential of gas-condensate fields due to high-polymeric raw materials (“matrix” oil) [Uvelicheniye resursnogo potentsiala gazokondensatnykh mestorozhdeniy za schet vysokomolekulyarnogo syrya (“matrichnoy” nefi)]. In: *Fundamental issues of oil and gas geology and geochemistry and development of petroleum industry in Russia* [Fundamentalnyye problem geologii i geokhimii nefi i gaza i razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii]. Moscow: Geos, 2007, pp. 360–377. (Russ.).
2. ZAKREVSKIY, K.Ye. *Geological 3D simulating* [Geologicheskoye 3D modelirovaniye]. Moscow: IPTs Maska, 2009. (Russ.).