

УДК 004.925.84:55.551.73:553.981.6

## АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-КАЛИНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Липихина Евгения Юрьевна<sup>1</sup>,  
Lipikhina.e@mail.ru

Яковенко Олег Владимирович<sup>1</sup>,  
YakovenkoOV@tomsknpi.ru

<sup>1</sup> АО «ТомскНИПИнефть»,  
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

**Актуальность** исследования обусловлена широким применением геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа терригенного комплекса пород и палеозойского комплекса. Последний, по сравнению с терригенным, имеет специфическое геологическое строение и является менее изученным, именно поэтому проблемы палеозоя актуальны для всех добывающих компаний и научно-исследовательских институтов.

**Цель:** провести анализ методов геологического моделирования, повышающих уровень достоверности 3D моделей месторождений палеозойского возраста.

**Объектом** исследования являются палеозойские карбонатные нефтепродуктивные отложения.

**Методы.** Рассмотрена возможность и эффективность применения различных методов геологического моделирования карбонатных пород палеозойского возраста, повышающих достоверность моделирования и позволяющих снизить риски не подтверждения прогнозных показателей, на примере Калинового и Северо-Калинового месторождений. Рассмотренные в статье методы 3D моделирования применимы к другим нефтегазовым месторождениям со схожими геологическими особенностями.

**Результаты.** Рассмотрено два подхода к реконструкции залегания слоев в геологической модели палеозойского комплекса (горизонтальное и наклонное), выделены преимущества и недостатки каждого из них. Оценена необходимость и эффективность введения этапа типизации горных пород при моделировании залежей с резко невыдержанными по площади фильтрационно-емкостными свойствами. На примере Северо-Калинового месторождения показано, что применение описанных в статье методов моделирования приводит к повышению достоверности 3D геологической модели, что в свою очередь оказывает влияние на показатели технологического и экономического извлечения нефти из объектов доюрского комплекса.

### Ключевые слова:

Геологическое моделирование, геологическая модель, палеозой, доюрский комплекс, карбонатные коллектора, Северо-Калиновое месторождение.

### Введение

Статья посвящена проблеме изучения нефтепродуктивных карбонатных пород палеозойского возраста. В настоящее время в Западной Сибири большая часть месторождений мезозой-кайнозойского возраста хорошо изучена, разбурена и на протяжении многих лет эксплуатируется [1]. На сегодняшний день можно наблюдать активный рост объемов поисково-разведочных работ на палеозойские нефтепродуктивные объекты как в Западной Сибири, так и в других нефтегазоносных провинциях Российской Федерации. Несмотря на это, многие вопросы нефтегазоносности палеозоя остаются не полностью изучены.

Проблемы палеозоя актуальны для всех добывающих компаний и научно-исследовательских институтов. Палеозойский комплекс по сравнению с терригенным имеет специфическое геологическое строение и требует более детального комплексного анализа имеющихся геолого-геофизических, литолого-петрографических, фациальных, геохимических данных [2]. При работе с палеозойскими нефтепродуктивными толщами общие подходы перестают работать, трудности возникают на всех стадиях изучения месторождений, начиная от поисковой стадии и вплоть до окончания эксплуатации месторождения. При создании 3D геологических моделей (ГМ) палео-

зойских отложений также появляются сложности как на этапе создания структурно-стратиграфического каркаса, так и на этапе распределения фильтрационно-емкостных свойств.

### Особенности геологического моделирования палеозойских карбонатных отложений

На сегодняшний день геологическое моделирование – один из главных методов изучения нефтегазовых месторождений [3–7]. Данная отрасль науки зародилась в 50-х гг. XX в. Именно тогда впервые советский геолог А.Б. Вистелиус опубликовал свои работы, посвященные одномерному моделированию процессов осадконакопления и обработки литологических данных [8]. Его работы считают первыми математическими геологическими моделями [9, 10]. Немного позже началось интенсивное развитие точных методов в геологии. В 1960-х гг. был выделен особый раздел математической геологии, получивший название «Геостатистика». Методы геостатистики начали широко использоваться в геомоделировании при распределении свойств в модели [11, 12]. В 1978 г. была создана первая 3D геологическая модель месторождения Hassi-Messaoud, расположенного в Алжире [13, 14]. Дальнейшее развитие геологического моделирования заключалось в создании и совершенствовании программного обеспечения для автоматизированного по-

строения 3D моделей [15, 16]. С появлением программ для трехмерного геологического моделирования (1990-е гг.) началось активное внедрение геологических моделей в научную и производственную сферы [11]. Были разработаны основные методы и подходы, алгоритмы и необходимые этапы трехмерного геологического моделирования. На данный момент все проектные документы на разработку месторождений углеводородов должны выполняться на трехмерных геолого-технологических моделях [17].

Выделяется несколько основных проблем, затрудняющих процесс создания геологической модели карбонатных коллекторов и при этом существенно влияющих на рентабельность разведки и разработки месторождения [18].

Во-первых, постоянно возникают сложности определения литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород в скважинах, и тем более трудности возникают при прогнозе свойств в межскважинном пространстве. Процесс определения осложняется архитектурой строения резервуара и диагенетическими (вторичными) процессами, свойственными карбонатным отложениям. Как правило, сложно провести корректную корреляцию пластов по керновым данным и геофизическим исследованиям (ГИС), по данным сейсмической съемки. Дополнительно сталкиваются с проблемой прогнозирования структурных элементов залегания пород.

Во-вторых, карбонатным породам характерна резкая изменчивость ФЕС по латерали и вертикали, а также нелинейное отношение пористости и проницаемости или его отсутствие.

Также карбонатам свойственна сложная система строения пустотного пространства, которое может быть представлено порами, кавернами и трещинами. При этом формы и размеры пустот варьируются в широких пределах.

Корректное построение статической геологической и динамической фильтрационных моделей с максимально возможным учетом пространственной неоднородности карбонатных коллекторов порово-трещинового типа является одним из важнейших факторов повышения показателей технологического и экономического извлечения нефти из объектов доюрского комплекса [18].

В данной статье рассмотрены особенности геологического моделирования и возможность и эффективность применения различных методов моделирования на примере Северо-Калинового месторождения. Хотелось бы отметить, что рассмотренные методы можно использовать и на других месторождениях со схожим геологическим строением.

#### **Геологические особенности Северо-Калинового месторождения**

Северо-Калиновое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Парабельского района Томской области на юго-востоке Западно-Сибирской равнины. Месторождение входит в состав Северо-Пудинского лицензионного участка. В геологическом строении продуктивной площади принима-

ют участие образования доюрского комплекса, несогласно перекрытые породами мезозой-кайнозойского осадочного чехла [2].

На данном месторождении установлена нефтегазоконденсатность юрских и доюрских отложений, но объектом исследований являются палеозойские толщи. Палеозойский комплекс представлен корой выветривания (пласт М) и коренным палеозоем (пласт М1).

Палеозойские породы сложены толщей глинисто-кремнистых, глинисто-карбонатных и карбонатных пород девон-карбонового возраста и развитыми по ним в различной степени выветрелыми глинисто-кремнистыми отложениями коры выветривания [1]. Отложения коры выветривания по палеозойским отложениям распространены почти повсеместно, имеют вторичное происхождение, характеризуются непостоянным литологическим составом и, как следствие, не выдержанными по площади ФЕС. Отличительной особенностью пород фундамента является их сильная раздробленность многочисленными разноориентированными трещинами, различными по степени раскрытости и морфологии. Как правило, в коллекторах преобладает трещиноватость и вторичная пористость, обусловленная перекристаллизацией горных пород и выщелачиванием легко растворимых минералов. Коллектора Северо-Калинового месторождения по типу относятся к порово-трещинным.

Все выше перечисленные геологические особенности, часто характерные для палеозойских месторождений, затрудняют корректное построение 3D геологических моделей.

#### **Реконструкция залегания слоев в модели**

Зачастую при моделировании карбонатных резервуаров на этапе создания структурно-стратиграфического каркаса возникают трудности, так как породы сильно подвержены диагенетическим процессам и тектоническому воздействию, они имеют резкие перепады углов и азимутов залегания. От корректного построения структурно-стратиграфического каркаса зависит правильность «нарезки» слоев в модели и, как следствие, распределение свойств. Также «нарезка» слоев влияет на гидродинамическую связанность коллектора и адаптацию гидродинамических моделей [19].

Существует два основных метода реконструкции залегания слоев в модели. Для сравнения методов были построены две отдельные геологические модели с различными структурно-стратиграфическими каркасами. Геологические модели отличаются типом «нарезки» слоев, имитирующих залегания пород доюрского комплекса в природе (горизонтальное и наклонное). В модель были встроены тектонические нарушения, протяженные по площади, но при этом большинство из них безамплитудные по вертикали. Однако по отдельным разломам, расположенным на Калиновом лицензионном участке, предполагается вертикальная амплитуда перемещения соседних блоков до нескольких сотен метров.

После построения моделей с горизонтальным и наклонным залеганием слоев был проведен сравни-

тельный анализ преимуществ и недостатков рассмотренных методов. Для объективного сравнения методов построения геологической модели расчёты выполнялись на основе одних исходных данных.

В первом случае рассмотрим классический вариант построения ГМ доюрского комплекса, т. е. моделируется массивная залежь с горизонтальным залеганием слоев, распределение коллектора проходит с подбором вариограмм, позволяющих воссоздать природное распределение коллектора, как представлено на рис. 1.



Рис. 1. Горизонтальное залегание слоев в природе  
Fig. 1. Horizontal occurrence of layers in nature

В качестве эрозионной поверхности используется сейсмический отражающий горизонт Ф2, соответствующий кровли пород фундамента.

На рис. 2 представлена структурная карта кровли пласта М1 с расположением профиля геологического разреза по линии I-I

На всех картах, представленных в статье, истинные номера скважин скрыты, для некоторых скважин присвоены условные номера, для возможности привязки.

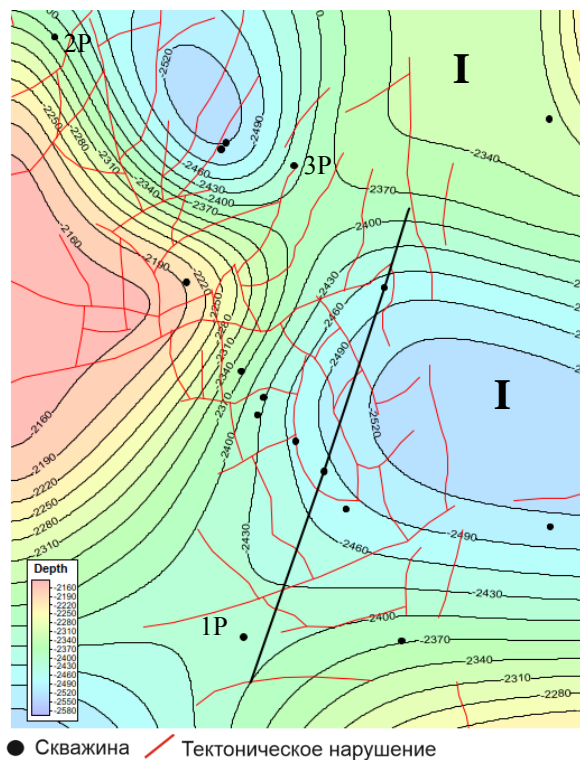


Рис. 2. Структурная карта кровли пласта М1 с расположением профиля геологического разреза по линии I-I

Fig. 2. Structural map of the top of M1 layer with the axial section along the I-I line

Полученный из модели с горизонтальным залеганием слоев схематический геологический разрез представлен на рис. 3.

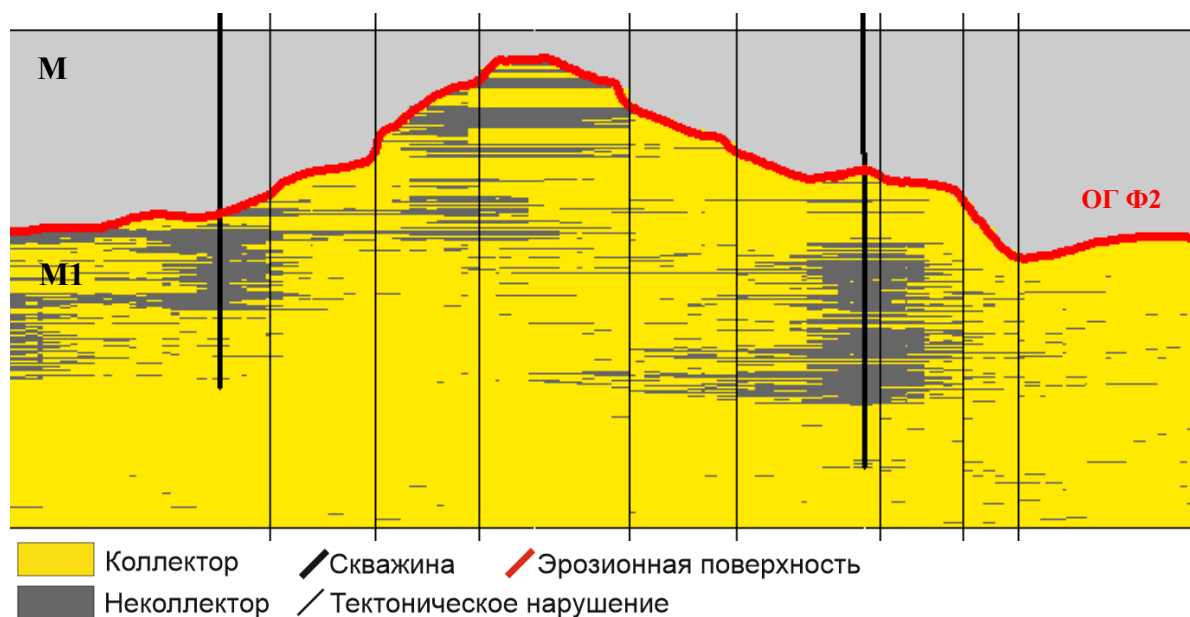


Рис. 3. Схематический геологический разрез пласта М1 из ГМ с горизонтальным залеганием слоев Калиновое месторождения по линии I-I

Fig. 3. Schematic geological section from the geological model with horizontal occurrence of the layers of the Severo-Kalinovoe deposit

Для построения структурно-стратиграфического каркаса с горизонтальным залеганием слоев достаточно стандартного набора исходных данных. Этот метод не требует дополнительных трудовых затрат, но не полностью соответствует природному распределению, достоверность прогноза распространения коллектора и ФЕС в такой модели ниже. Данный подход рекомендуется применять при моделировании коры выветривания (т. к. кора выветривания представлена переотложенными породами, не имеющими четкой структуры залегания) или при моделировании коренного палеозоя в случае отсутствия информации о его залегании.

Во втором методе построения геологической концепция предполагает складчатое строение толщ, как представлено на рис. 4.



Рис. 4. Наклонное залегание слоев в природе  
Fig. 4. Sloping layers in nature

Традиционно для воссоздания наклонного залегания пород доюрского комплекса используются данные исследований FMI (азимутальный электрический микроимиджер) для определения углов и азимутов залегания пород. В связи с отсутствием данных исследований для построения структурного каркаса коренного палеозоя в качестве стратиграфической кровли пласта использовалась методика, разработанная сотрудниками АО «ТомскНИПИнефть». Авторами идеи данного подхода моделирования палеозоя являются сотрудники: Р.В. Полькин, А.А. Горкальцев, работающие в АО

«ТомскНИПИнефть» в момент создания концепции. С момента возникновения идеи и первой ее реализации прошло более 10 лет. С того момента методика подверглась значительным корректировкам и обновлениям, постоянно дорабатывается и модернизируется на основе результатов при адаптации гидродинамической модели (ГДМ) и получения дополнительных знаний о строении доюрского комплекса.

Она позволяет воссоздать залегание слоев, соответствующее текущему представлению залегания, на основе палеонтологических данных [20].

Согласно данной методике для построения геологической модели фундамента необходимо выполнить ряд этапов:

1. Необходимо дать характеристику площадного и вертикального распределения разновозрастных отложений палеозоя. Для этого используются данные определений возраста отложений по палеонтологическим остаткам в керне пробуренных скважин. В данной работе возрастными определениями в скважинах занимались сотрудники Томского государственного университета [19, 20].
2. На основе взаимного расположения скважин и вскрытых ими горизонтов с использованием методов структурного анализа следует определить углы падения слоистости.
3. Следующий этап работы заключается в построении геологических разрезов вдоль и поперек простирания складчатых структур, на основе полученной геологической карты фундамента.

Оси складок имеют северо-северо-западную ориентировку с углами падения слоев 10–50°. На основании предположения о достаточно пологом строении складчатых толщ были скорректированы геологические разрезы, строение которых не противоречит всем имеющимся данным. Были учтены разрывные нарушения, выявленные по данным сейсмики. По отдельным разломам предполагается вертикальная амплитуда перемещения соседних блоков до нескольких сотен метров (Калиновое месторождение).

На рис. 5 представлен схематический разрез по палеозойским отложениям вдоль простирания складчатой структуры Северо-Калинового месторождения.

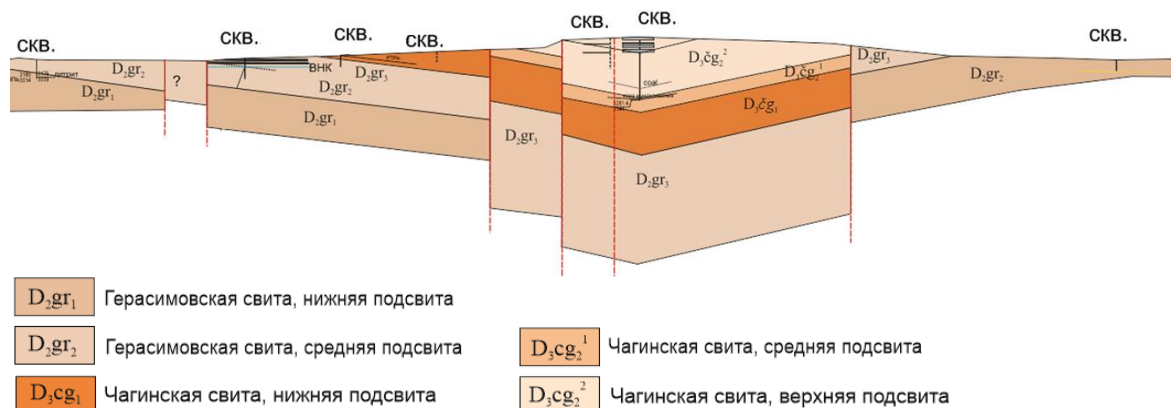


Рис. 5. Схематический разрез по палеозойским отложениям вдоль простирания складчатой структуры Северо-Калинового месторождения  
Fig. 5. Schematic geological section of the Paleozoic along the strike of the folded structure of the Severo-Kalinovoe field



4. По построенным разрезам необходимо было определить абсолютные отметки кровли или подошвы продуктивных пластов. В нашем случае продуктивные пласты представлены отложениями средне-позднедевонских свит (герасимовская и чагинская свиты). Полученные абсолютные отметки затем используются при построении трёхмерной геологической модели. К примеру, для построения модели Северо-Калинового месторождения в расчетах участвовало 5 скважин для стратиграфической поверхности  $D_{2gr_2}$  и 6 скважин для поверхности  $D_{2gr_1}$ . Построения разрезов и опре-

деления углов и азимутов падения разновозрастных отложений палеозоя были выполнены сотрудником АО «ТомскНИПИнефть» С.В. Максимовым [20].

5. Полученную восстановленную стратиграфическую поверхность необходимо использовать при построении структурного каркаса и параллельно данной поверхности проводить нарезку на слои в ГМ.

Полученный схематический геологический разрез из модели с наклонным залеганием слоев представлен на рис. 4.

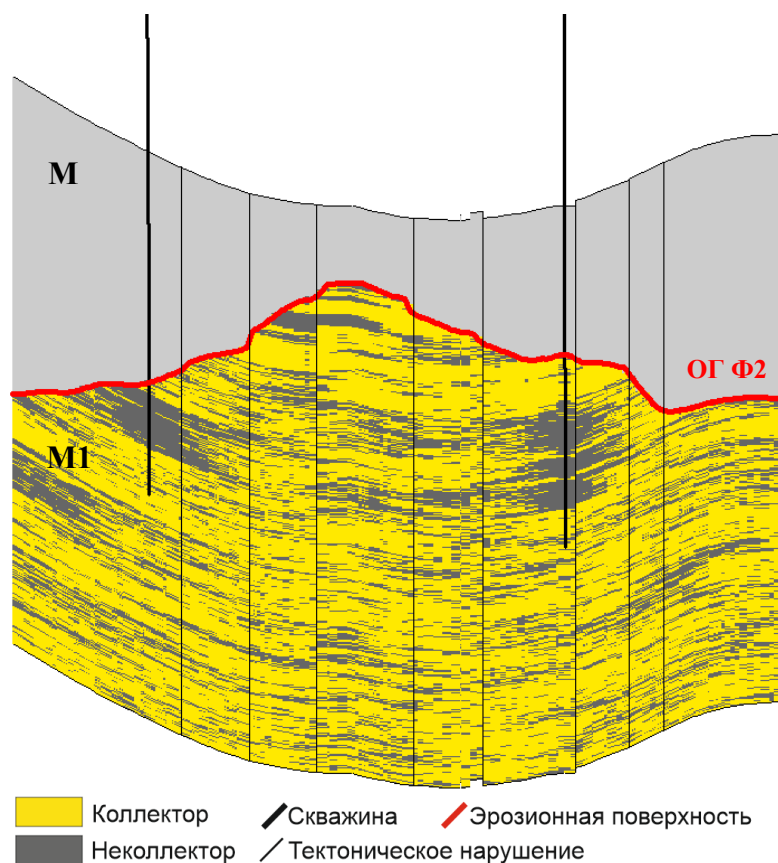


Рис. 6. Схематический геологический разрез пласта M1 из ГМ с наклонным залеганием слоев Калинового месторождения по линии I-I

Fig. 6. Schematic geological section from the geological model with the inclined occurrence of the layers of the Severo-Kalinovoe deposit

Для построения геологической модели с наклонным залеганием пород необходимы дополнительные исходные данные (углы и азимуты залегания слоев доюрского комплекса), которые можно получить при построении геологических разрезов с использованием методов биостратиграфии и структурного анализа, что увеличивает количество временных и трудовых затрат. Однако такая геологическая модель лучше отражает природное залегание палеозойского комплекса, что положительно сказывается на адаптации модели за счет снижения скорости обводнения гидродинамической модели. Именно этот метод рекомендуется применять при моделировании коренного палеозоя.

Метод построения геологической модели с наклонным залеганием слоев структурно-

стратиграфического каркаса был использован сотрудниками АО «ТомскНИПИнефть» в проекте подсчета запасов Северо-Калинового месторождения в 2020 г. Выполненный проект получил положительные отзывы от экспертов компании ПАО «НК «Роснефть» и ФБУ «ГКЗ» (под руководством ответственного исполнителя Б.А. Федорова).

Изменение геологической концепции месторождения и создание структурно-стратиграфического каркаса с наклонной нарезкой на слои повлияло на пересмотр проектного фонда и концепции бурения месторождения в целом, что позволит повысить эффективность бурения, снизит риски не подтверждения проектных показателей бурения, произведет положительный экономический эффект.

На данный момент по результатам бурения 7 новых скважин на коренной палеозой получены притоки нефти со средними дебитами 100–200 т/сут. В дальнейшем, в 2025–2026 гг., планируется бурение нового куста, который будет включать в себя 6 горизонтальных скважин. Горизонтальный тип скважин был выбран с учётом полученной геологической концепции формирования месторождения, т. к. коренной палеозой имеет наклонное залегание слоев и горизонтальные скважины позволят вскрыть большее количество прослоев коллектора и захватить наиболее протяженную продуктивную зону. При бурении наклонно-направленной скважины вероятность вскрыть коллектор с наклонным залеганием слоев значительно ниже.

#### Типизации горных пород

Еще одной проблемой, с которой часто сталкиваются при моделировании резервуаров палеозойского возраста, является корректное распределение свойств внутри модели. Типизация горных пород чрезвычайно важна при распространении в модели свойств коллектора (пористость, проницаемость, водонасыщенность и литология) в тех случаях, когда выделенные литотипы значительно различаются по этим свойствам. При построении 3D геологической модели палеозойских карбонатных отложений в алгоритм работ

рекомендуется включать этап типизации горных пород и только после этого осуществлять переносом данных ГИС на ячейки структурного каркаса.

Типизация может выполняться различными методами. Допускается разделение пород по генезису, составу, текстурно-структурным особенностям, морфологии порового пространства и прочим свойствам, в зависимости от имеющихся исходных данных [2].

В данной статье на примере Калинового и Северо-Калинового месторождений оценена эффективность введения этапа типизации горных пород. Для этого были построены блоково-разломные модели палеозойского комплекса Калинового и Северо-Калинового месторождений, при этом пористость и нефтенасыщенность для каждого блока определялись отдельно. Значения варьируются в широких пределах, помимо этого, в каждом блоке заданы разные отметки ВНК, блоки резко различаются по значениям эффективных и нефтенасыщенных толщин и являются гидродинамически несвязанными.

На основе имеющегося керна материала в АО «ТомскНИПИнефть», с учетом имеющихся блоково-разломных моделей, было выделено несколько литотипов пород и построена карта их распределения по площади (рис. 7).

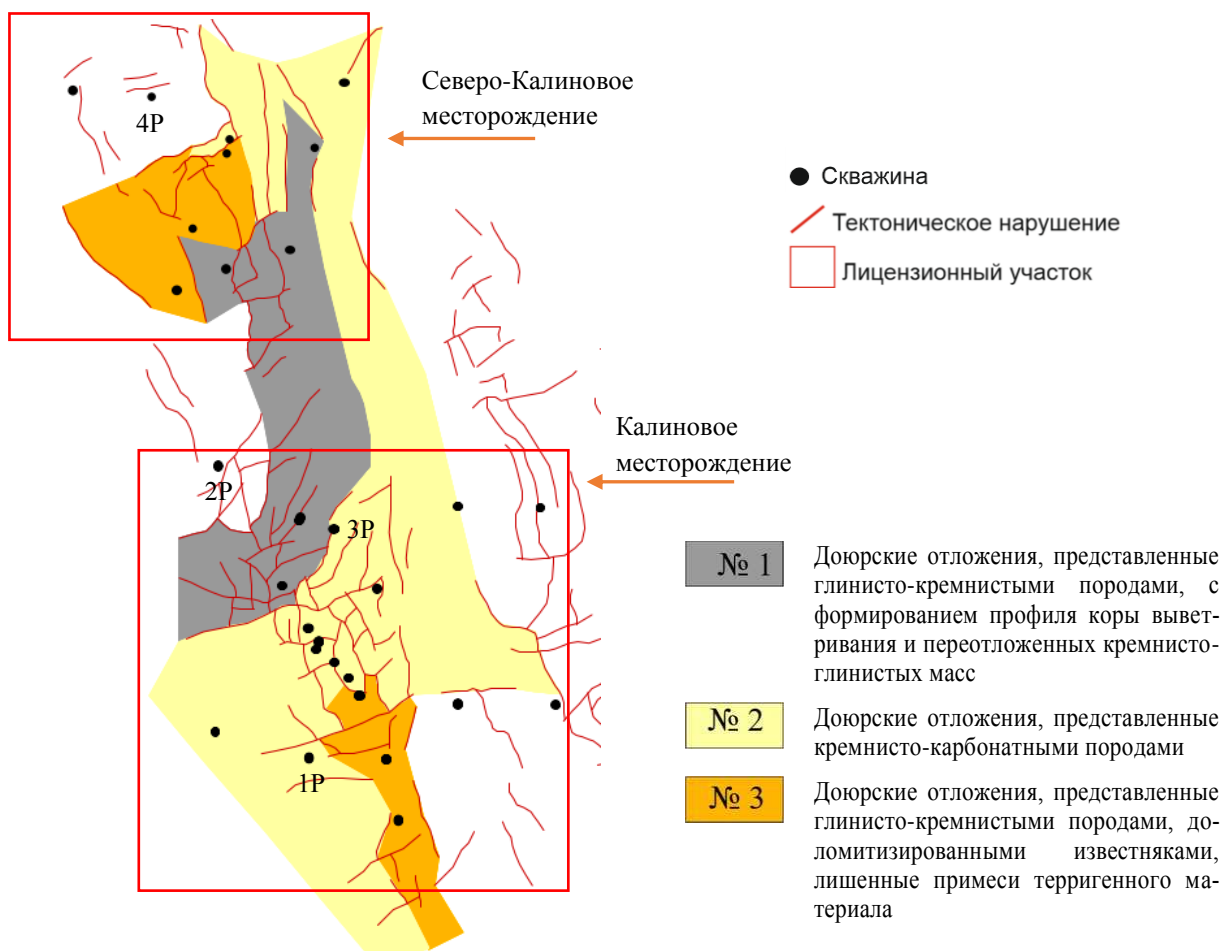
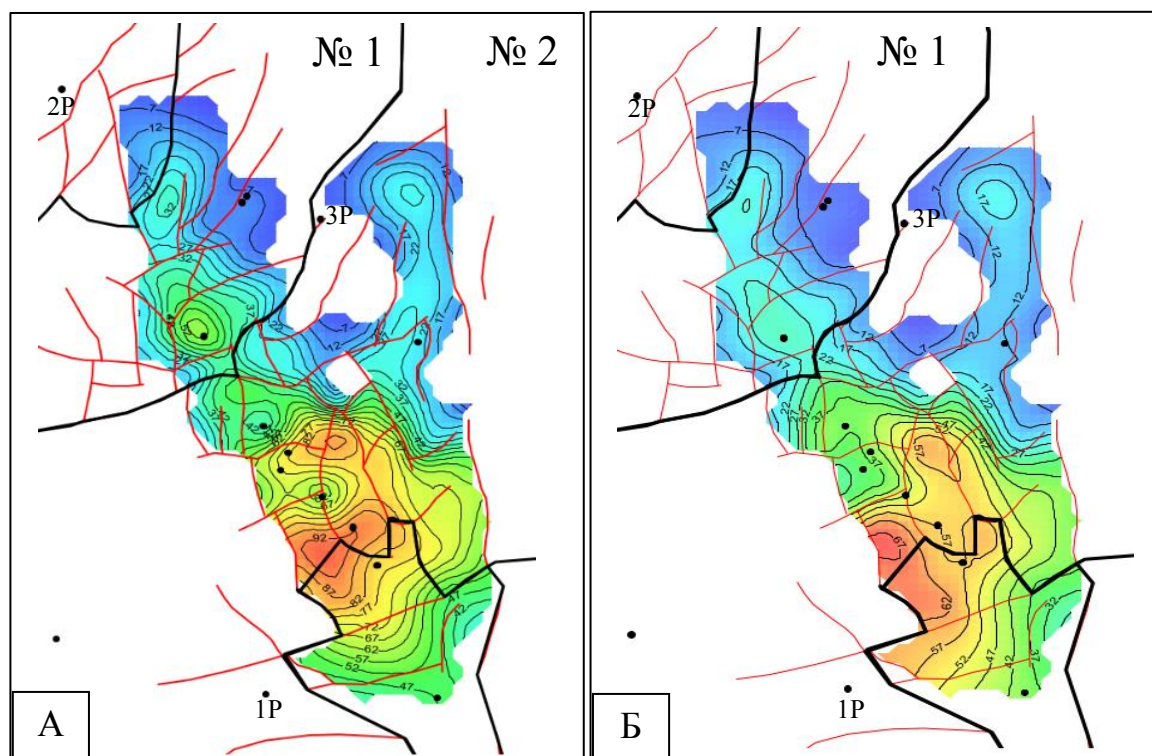


Рис. 7. Карта распределения литотипов горных пород кровли фундамента

Fig. 7. Distribution map of rock lithotypes of basement's top

На следующем этапе работы построенную карту типизации горных пород необходимо использовать в качестве основы геологической модели месторождений. Затем осреднение и распространение свойств в межскважинном пространстве необходимо осуществлять не по всей территории месторождения, а отдельно по каждой выделенной зоне рассматриваемых литотипов.

В результате было проведено сравнение двух геологических моделей по Калиновой площади, построенных на одних исходных данных, но в первом случае без этапа типизации горных пород. Для примера приведены карты нефтенасыщенных толщин из разных моделей (рис. 8) и сопоставлены значения по каждой из них со скважинными данными. Полученные результаты приведены в таблице.



**Рис. 8.** Карты нефтенасыщенных толщин Калинового месторождения из ГМ, построенной без этапа типизации пород (А), и из ГМ, построенной с использованием карты распределения литотипов (Б)

**Fig. 8.** Maps of oil-saturated thicknesses of the Kalinovo deposit from the geological model constructed without the stage of rock typing (A) and from the geological model constructed using the lithotype distribution map (B)

**Таблица.** Сопоставление скважинных данных с модельными данными Калинового месторождения

**Table.** Comparison of well data with model data of the Kalinovo deposit

Зона Zone	ННТ по скважине ORT over the well	ННТ по ГМ без типизации пород ORT over the geological model without typification of rocks	Расхождение Discrepancy	ННТ по ГМ с типизацией пород ORT over the geological model with typification of rocks	Расхождение Discrepancy
№ 1	15,0	24,4	62,1	13,7	-8,7
№ 2	32,4	41,5	28,1	29,6	-8,6
№ 3	60,1	46,7	-22,3	55,8	-7,2

**Примечание/Note:** ННТ – нефтенасыщенная толщина/  
ORT – Oil rich thickness.

Согласно данным, представленным в таблице, в первом случае при построении модели без учета типизации пород значения нефтенасыщенных толщин

по скважинным данным и по результатам построения ГМ расходятся в пределах от 22,3 до 62,1 % по разным блокам. Вторая модель, построенная с учетом типизации пород, имеет меньше расхождений со скважинными данными и не искажает распределение толщин (расхождение от 7,2 до 8,7 %).

Таким образом, введение дополнительного этапа типизации горных пород привело к повышению достоверности прогноза распространения свойств в коллекторе, что снижает риски заложения скважин в зоны завышенных толщин, полученных на основе распределения с использованием только вариограмм. Данный метод рекомендуется использовать при построении 3D геологической модели карбонатных пород с невыдержанными по площади ФЭС.

#### Заключение

В процессе моделирования месторождений палеозойского возраста часто возникают трудности, существенно влияющие на рентабельность разведки и разработки месторождений. При этом корректное построение геологической модели с максимально воз-

можным учетом пространственной неоднородности карбонатных резервуаров является одним из важнейших факторов повышения эффективности технологических и экономических показателей извлечения углеводородов. В данной статье был проведен анализ методов построения геологических моделей карбонатных резервуаров доюрского возраста, повышаю-

щих достоверность моделирования и позволяющих снизить риски не подтверждения прогнозных показателей, на примере Калинового и Северо-Калинового месторождений. Однако рассмотренные методы моделирования доюрского комплекса можно применять и на других месторождениях со схожими геологическими характеристиками.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Липихина Е.Ю. Литолого-геохимические особенности девонских нефтепродуктивных отложений Калинового нефтегазо-конденсатного месторождения (Томская область) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 1. – С. 210–212.
2. Липихина Е.Ю. Типизация горных пород палеозойского комплекса как один из важных этапов геологического моделирования (на примере Калинового месторождения) // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XXI Международного научного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск, 2021. – С. 144–146.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: Изд-во «Маска», 2009. – 376 с.
4. К вопросу о перспективах создания корпоративного программного обеспечения геологического моделирования / М.И. Саакян, К.Е. Закревский, А.Е. Лепилин, Ч.Р. Ахметов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 50–54.
5. Cosentino L. Integrated reservoir studies. – Paris: Editions Technip, 2001. – 310 p.
6. Perrin M., Rainaud J.M. Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing sub surface 3D geological model. – Paris: Editions Technip, 2013. – 399 p.
7. Predictive geologic and geomechanical models for pad development in the Delawarebasin. URTEC-2020-3309-MS / R. McIntyre, J. Gaines, S. Gardner, M. Mediani, C. Hammerquist, X. Li, M. Paryani, N. Umholtz // SPE/AAPG/SEG Unconventional sources technology conference, 2020. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/URTEC-2020-3309-MS> (дата обращения 05.09.2021).
8. Вистелиус А.Б. Простейшие задачи математической обработки в литологии и пути их решения // Литологический сборник ВНИГРИ. – 1948. – № 1. – С. 125–130.
9. Вистелиус А.Б. К вопросу о механизме слоеобразования // Докл. АН СССР. – 1949. – Т. 65. – № 2. – С. 191–194.
10. Merriam D.F., Vistelius A.B. A dominant figure in 20th century mathematical geology // Natural resources research. – 2001. – V. 10. – № 4. – P. 297–304.
11. Dubrule O., Damsleth E. Achievements and challenge sin petroleum geostatistics // Petroleum Geoscience. – 2001. – V. 07. – P. 1–7.
12. Matheron G. Traite de geostatistique applique. – Paris: Editions Technip, 1962. – 409 p.
13. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth models. –Tulsa: European association of geoscientists and engineers, 2003. – 281 p.
14. Delhomme E., Giannesini J. New reservoir description technique improve simulation results in Hass-Messaoud field Algeria. SPE8435 // 54th SPE Annual Technical conference and Exhibition. – Dallas, USA, 1979.
15. Renard R.D. Bluepack 3-D and its use in the petroleum industry // 5th SPE petroleum computer conference. – Denver, USA, 1990. – P. 197–204.
16. 3D reservoir visualization. SPE 22301-PA / B. Van, J. Pajon, P. Joseph, J.M. Chautru // SPE petroleum computer conference. – Dallas, USA, 1991. – P. 1310–1314.
17. Закревский К.Е., Попов В.Л. История развития трехмерного геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 89–100.
18. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
19. Яковенко О.В., Воробьев Д.В., Меркулов В.П. Учет особенностей геологического строения и процесса формирования доюрских отложений при выборе методики построения структурного каркаса цифровой геологической модели на примере месторождения Томской области // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 52–56.
20. Fedorov B.A., Maksikov S.V., Yakovenko O.V. The role of biostratigraphy and structural analysis methods in creating a 3D model of a deposit in Paleozoic sediments under conditions of a shortage of initial geological data // European association of geoscientists and engineers. – 2021. – V. 2021. – P. 1–5.

Поступила: 17.07.2022 г.

Прошла рецензирование: 17.10.2022 г.

#### Информация об авторах

**Липихина Е.Ю.**, научный сотрудник отдела геологического моделирования АО «ТомскНИПИнефть».

**Яковенко О.В.**, начальник отдела геологического моделирования АО «ТомскНИПИнефть».



UDC 004.925.84:55:551.73:553.981.6

## ANALYSIS OF METHODS FOR CONSTRUCTING A GEOLOGICAL MODEL OF THE PRE-JURASSIC COMPLEX ON THE EXAMPLE OF THE SEVERO-KALINOVoe DEPOSIT

Evgenia Yu. Lipikhina<sup>1</sup>,  
Lipikhina.e@mail.ru

Oleg V. Yakovenko<sup>1</sup>,  
YakovenkoOV@tomsknpi.ru

<sup>1</sup> JSC TomskNIPIneft,  
72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the widespread use of geological modeling as a method for studying oil and gas deposits of the terrigenous rock complex and the Paleozoic ones. The Paleozoic complex, in comparison with the terrigenous one, has a specific geological structure and is less researched, therefore the problems of the Paleozoic are relevant for all mining companies and research institutes.

**The purpose** of the research is to analyze methods of geological modeling that increase the level of reliability of 3D models of Paleozoic deposits.

**The object** of the research is the Paleozoic carbonate and fractured oil productive sediments.

**Methods.** The article considers the possibility and effectiveness of applying various methods of geological modeling of Paleozoic carbonate and fractured rocks. The methods increase the reliability of modeling and reduce the risks of not confirming the forecast indicators, using the example of the Kalinovoe and Severo-Kalinovoe deposits. The 3D modeling methods discussed in the article are applicable to other oil and gas fields with similar geological deposits.

**Results.** Two methods of reconstructing the bedding in the geological model of the Paleozoic complex were considered (horizontal and tilted) and the advantages and disadvantages of each of them were highlighted. The necessity and effectiveness of the introduction of the additional stage of rock typification was evaluated for modeling deposits with reservoir properties that are sharply not sustained over the area. On the example of the Severo-Kalinovoe deposit, it is shown that the application of the modeling methods described in the article leads to improve accuracy of the 3D geological model. This affects the increase in the efficiency of technological and economic extraction of hydrocarbons from the objects of the pre-Jurassic complex.

### Key words:

Geological modeling, geological model, Paleozoic, pre-Jurassic complex, carbonate reservoirs, Severo-Kalinovoe deposit.

### REFERENCES

- Lipikhina E.Yu. Litologo-geokhimicheskie osobennosti devon-skikh nefteproduktivnykh otlozheniy Kalinovogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (Tomskaya oblast) [Lithological and geochemical features of the Devonian oil deposits of the Kalinovoye oil and gas condensate field (Tomsk region)]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma studentov i molodykh uchenykh imeni akademika M.A. Usova* [Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXIV International Scientific Symposium of Students and Young Scientists named after Academician M.A. Usov]. Tomsk, TPU Publ., 2020. Vol. 1, pp. 210–212.
- Lipikhina E.Yu. Tipizatsiya gornykh porod paleozoyskogo kompleksa kak odin iz vazhnykh etapov geologicheskogo modelirovaniya (na primere Kalinovogo mestorozhdeniya) [Typification of rocks of the Paleozoic complex as one of the important stages of geological modeling (on the example of the Kalinovoye deposit)]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Materialy XXI Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma im. M.A. Usova* [Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXI International Scientific Symposium named after M.A. Usov]. Tomsk, 2021. pp. 144–146.
- Zakrevskiy K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow, Maska Publ., 2009. 376 p.
- Sahakyan M.I., Zakrevskiy K.E., Lepilin A.E., Akhmetov Ch.R. To the question of the prospects for creating corporate software for geological modeling. *Oil industry*, 2019, no. 11, pp. 50–54. In Rus.
- Cosentino L. *Integrated reservoir studies*. Paris, Editions Technip, 2001. 310 p.
- Perrin M., Rainaud J.M. *Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing sub surface 3D geological model*. Paris, Editions Technip, 2013. 399 p.
- McIntyre R., Gaines J., Gardner S., Mediani M., Hammerquist C., Li X., Paryani M., Umholtz N. Predictive geologic and geomechanical models for pad development in the Delawarebasin. *Unconventional sources technology conference*, 2020. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/URTEC-2020-3309-MS> (accessed 5 September 2021).
- Vistelius A.B. Prosteyshie zadachi matematicheskoy obrabotki v litologii i puti ikh resheniya [The simplest problems of mathematical processing in lithology and ways to solve them]. *Litologicheskii sbornik VNIGRI*, 1948, no. 1, pp. 125–130.
- Vistelius A.B. K voprosu o mekhanizme sloeobrazovaniya [On the question of the mechanism of layer formation]. *Dokl. AN SSSR*, 1949, vol. 65, no. 2, pp. 191–194.
- Merriam D.F., Vistelius A.B. A dominant figure in 20th century mathematical geology. *Natural resources research*, 2001, vol. 10, no. 4, pp. 297–304.
- Dubrule O., Damsleth E. Achievements and challenge sin petroleum geostatistics. *Petroleum Geoscience*, 2001, vol. 07, pp. 1–7.
- Materon G. *Traite de geostatistique applique* [Treatise on applied geostatistics]. Paris, Editions Technip, 1962. 409 p.
- Dubrule O. *Geostatistics for seismic data integration in earth models*. Tulsa, European association of geoscientists and engineers, 2003. 281 p.
- Delhomme E., Giannesini J. New reservoir description technique improve simulation results in Hass-Messaoud field Algeria. *54th SPE Annual Technical conference and Exhibition*. Dallas, USA, 1979.
- Renard R.D. Bluepack 3-D and its use in the petroleum industry. *5th SPE petroleum computer conference*. Denver, USA, 1990. pp. 197–204.
- Van B., Pajon J., Joseph P., Chautru J.M. 3D reservoir visualization. *SPE petroleum computer conference*. Dallas, USA, 1991. pp. 1310–1314.
- Zakrevskiy K.E., Popov V.L. The history of the development of 3D geological modeling as a method for studying oil and gas deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 5, pp. 89–100. In Rus.

18. Zakrevskiy K.E., Kundin A.S. *Osobennosti geologicheskogo 3D modelirovaniya karbonatnykh i treshchinnykh rezervuarov* [Features of geological 3D modeling of carbonate and fractured reservoirs]. Moscow, White Wind Publ., 2016. 404 p.
19. Yakovenko O.V., Vorobyov D.V., Merkulov V.P. Taking into account the features of the geological structure and the process of formation of pre-Jurassic deposits when choosing a method for constructing the structural framework of a digital geological model using the example of a field in the Tomsk region. *Oil. Gas. Innovations*, 2017, no. 2, pp. 52–56. In Rus.
20. Fedorov B.A., Maksikov S.V., Yakovenko O.V. The role of biostratigraphy and structural analysis methods in creating a 3D model of a deposit in Paleozoic sediments under conditions of a shortage of initial geological data. *European association of geoscientists and engineers*, 2021, vol. 2021, pp. 1–5.

*Received: 17 July 2022.  
Reviewed: 17 October 2022.*

#### **Information about the authors**

**Evgenia Yu. Lipikhina**, researcher, JSC TomskNIPIneft.

**Oleg V. Yakovenko**, head of Geological Modeling Department, JSC TomskNIPIneft.