

РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПОСТРОЕНИЯ КАРТ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КВАЗИТРЕХМЕРНОГО ПОДХОДА

Статья посвящена вопросам методического обеспечения подсчета запасов углеводородного сырья, в частности способам создания карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Приведен анализ методик двух- и трехмерного моделирования и выявлены проблемы, возникающие при их использовании. Предложена методика квазитрехмерного моделирования, которая позволяет объединить преимущества 2D- и 3D-моделирования.

Цифровые геологические модели залежей углеводородов являются основой для проектирования геологоразведочных работ, подсчета запасов и моделирования процессов разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Достоверность получаемых на последующих этапах результатов зависит от соответствия созданной модели исходным данным и представлениям о пласте.

Во многом точность проводимых расчетов определяется методическим подходом, выбранным для построения карт эффективных продуктивных толщин. В настоящее время существует два принципиально различных способа их создания: трех- и двухмерное геологическое моделирование.

Первая технология наиболее современна и состоит в распределении свойств пород внутри объемной сетки, с помощью геометрии которой есть возможность наиболее точно воссоздавать геологическое строение изучаемых объектов. После восстановления поля параметра в трехмерном варианте производится перенос результатов на двухмерную сетку. Однако такой подход не всегда является приемлемым, так как построение подобных моделей сопряжено с рядом трудностей.

Одной из них является отсутствие гладкости получаемых карт эффективных продуктивных толщин. Это связано прежде всего с тем, что каждая точка на ней есть не что иное, как сумма значений в ячейках трехмерной сетки по вертикали, взвешенных на толщины этих ячеек. Следовательно, точность построений зависит от детализации трехмерного грида по разрезу.

Указанный эффект тем меньше, чем большее количество ячеек по вертикали использовано при создании трехмерной сетки. Но при этом на первый план выходит вторая и, пожалуй, основная проблема таких моделей – машинное время их создания. Несмотря на то что компьютерная индустрия за последние десятилетия сделала огромный шаг вперед, возможности информационных систем и аппаратной части не безграничны. Так, время создания одной реализации детальной трехмерной модели крупного объекта может составлять до нескольких часов. Зачастую подобные временные затраты являются неприемлемыми, особенно если речь идет о задачах, которые не требуют для своего решения обязательного создания трехмерной геологической модели. В частности, подсчет запасов углеводородов или планирование геологоразведочных

работ могут полноценно проводиться с помощью двухмерных моделей при условии, что в них эффективные продуктивные толщины распределены в соответствии с геологическими представлениями о строении залежей.

Технологии двухмерного моделирования сейчас являются основными при решении большинства задач. Основное их преимущество состоит в простоте восприятия и корректировки. Однако наряду с этим им присущ ряд недостатков, главный среди которых – слабая связь эффективных продуктивных толщин с теми представлениями о геологическом строении залежей, которые закладываются на этапе создания принципиальных моделей. Поясним вышесказанное на примере.

Рассмотрим задачу построения двухмерной модели газовой залежи пластового типа. Предположим, что изучаемый пласт представлен отложениями морского генезиса, имеющими равномерное распределение толщин как по разрезу, так и по площади. При этом общая толщина пласта составляет 30 м, эффективная толщина равна 18 м, внутри пласта выделяется две выдержанные глинистые пачки толщиной 3 и 9 м, разделяющие три пачки коллекторов толщинами 5, 7 и 6 м. Залечь вскрыта одной

скважиной, которая вскрыла газоводяной контакт на отметке минус 3351 м, в ней эффективная газонасыщенная толщина равна 12 м, а коэффициент песчаности по газовой части пласта составляет 0,8 доли ед. В районе залежи прослежено тектоническое нарушение. На рисунке 1а представлена структурная карта по кровле коллекторов рассматриваемого пласта; рисунок 1б содержит разрез, проведенный через скважину 1 и купол структуры.

Поскольку рассматриваемый пример является тривиальным, то можно построить карты эффективных газонасыщенных толщин каждого прослоя коллекторов, после чего объединить их в единую карту. Разделив ее значения на величины общих газонасыщенных толщин, можно получить карту коэффициента песчаности по газонасыщенной части пласта. Созданные карты полностью соответствуют принципиальной геологической модели. Они приведены на рисунке 2.

Кроме того, для контроля качества создаваемой модели можно разделить залежь на участки по признаку пересечения отдельных пропластков с газоводяным контактом. На рисунке 1б верхний пропласток постепенно переходит в водонасыщенную часть пласта на отрезках В-С (юго-западное крыло структуры) и L-M (северо-восточное крыло структуры), второй прослой коллекторов становится водонасыщенным на отрезках D-E и J-K, нижний пропласток опускается ниже контакта на отрезках F-G и H-I. Соответствующее распределение эффективных газонасыщенных толщин по геологическому разрезу представлено на рисунке 3. Например, на отрезках С-D и K-L выше контакта расположен только первый прослой коллекторов, поэтому эффективные газонасыщенные толщины здесь будут иметь постоянное значение, равное толщине этого прослоя (5 м). Аналогично на отрезках E-F и I-J выше газоводяного контакта дополнительно к первому оказывается второй прослой коллекторов, суммарная их толщина составляет 12 м. В чисто газовой зоне (отрезок G-H) все три пропластка расположены выше контакта, эффективные газонасыщенные толщины здесь равны 18 м. Описанную картину также можно увидеть и на картах, приведенных на рисунке 2.

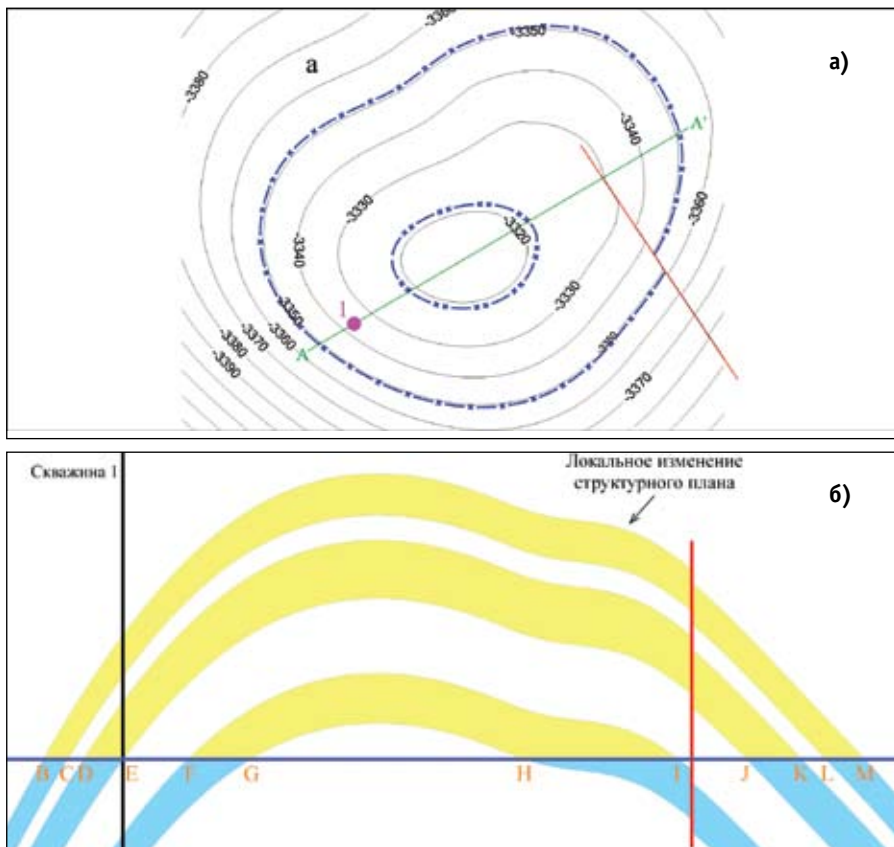


Рис. 1. Структурная карта (а) рассматриваемого объекта и геологический разрез по линии А-А' (б)

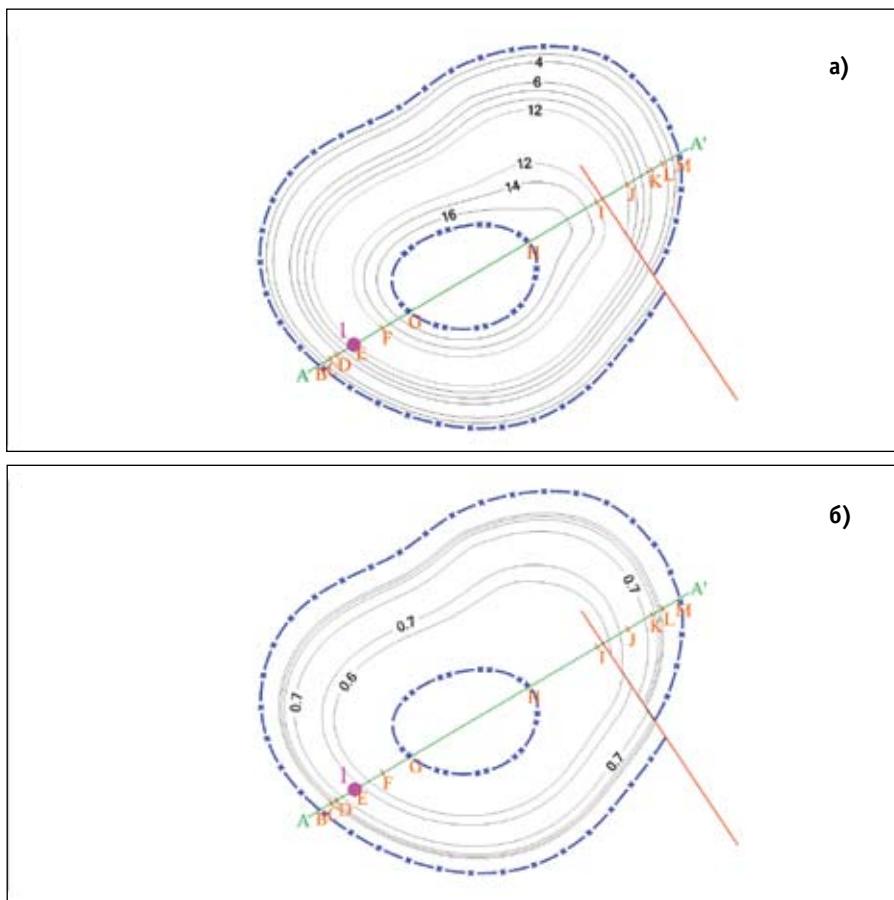


Рис. 2. Карта эффективных газонасыщенных толщин (а) и карта коэффициента песчаности по газовой части пласта (б), истинные для рассматриваемого объекта

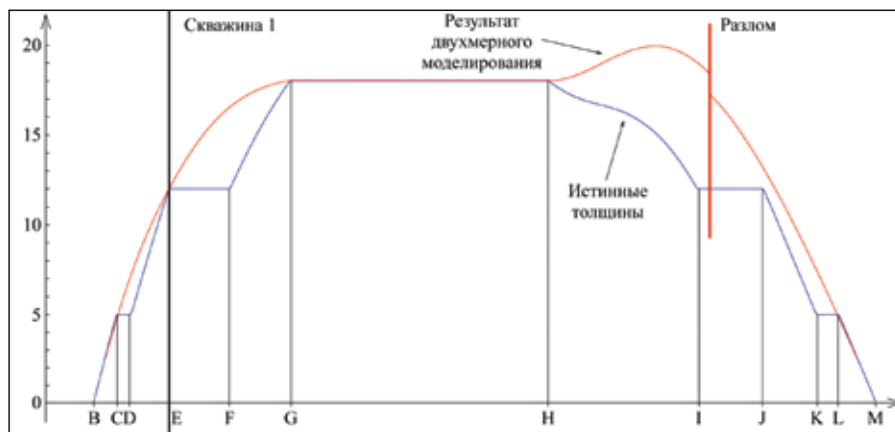


Рис. 3. Распределение эффективных газонасыщенных толщин по геологическому разрезу А-А'

Обратимся к стандартным методикам 2D-моделирования. В настоящее время существует несколько способов создания двумерных моделей. Наиболее часто используемым является технология, описанная в [1]: цифровая карта эффективных насыщенных толщин (рис. 4б) строится с использованием карты коэффициента песчаности по насыщенной части пласта (рис. 4а), который на внешнем контуре имеет значение 1.

Такая методика обладает следующим достоинством: поскольку основой для построения карт эффективных

продуктивных толщин служат карты песчаности и общих продуктивных толщин, то это дает возможность учесть изменения структурного плана. Кроме того, значимым является тот факт, что на внешнем контуре карта песчаности по продуктивной части должна стремиться к значению 1, что также учтено в данной методике.

Однако такой подход к построению карт эффективных продуктивных толщин не лишен недостатков. На рисунке 4 представлены карта коэффициента песчаности по газовой части (а), созданная при помощи данной мето-

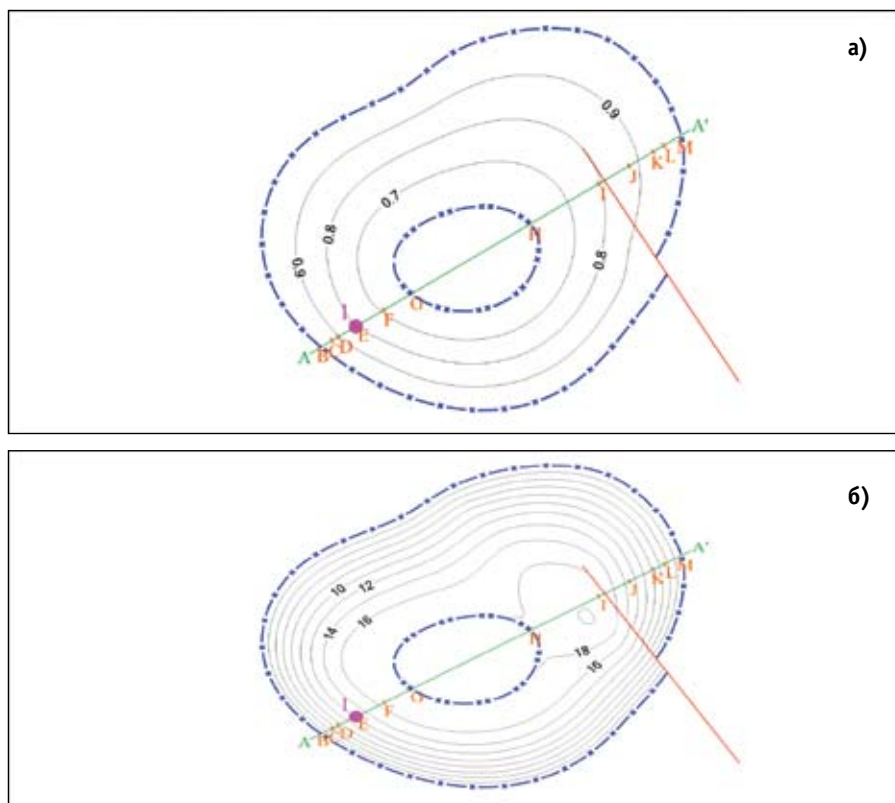


Рис. 4. Карта коэффициента песчаности по газовой части пласта (а) и карта эффективных газонасыщенных толщин (б), построенные методом 2D-моделирования

дики, и карта эффективных газонасыщенных толщин (б), полученная с использованием карты песчаности. На первый взгляд карта песчаности не вызывает никаких вопросов – отвечает скважинным данным, «гладко» состыковывается с песчаностью по пласту в целом на внутреннем контуре газоносности и стремится к значению 1 на внешнем. В свою очередь, карта эффективных газонасыщенных толщин, построенная этим способом, учитывает изменчивость структуры. Однако при использовании указанного метода на карте газонасыщенных толщин могут образовываться локальные экстремумы в межскважинном пространстве. Подобное явление встречается, когда градиенты карт песчаности и общих газонасыщенных толщин значительно отличаются (например, ввиду выявления локальной изменчивости структурного плана по данным сейсморазведки). Так, в рассматриваемом примере восточнее внутреннего контура газоносности на карте эффективных газонасыщенных толщин рассматриваемого объекта образовался экстремум со значением, превышающим 20 м (рис. 4б; рис. 3), в то время как по условию рассматриваемой геологической задачи общие эффективные толщины пласта по всей площади составляют 18 м. Также на рисунке 3 видно, что распределение толщин, полученных с помощью стандартной методики двумерного моделирования, имеет мало общего с истинными толщинами даже для тривиального случая, рассматриваемого в качестве примера: в газодяной зоне наблюдается значительное завышение эффективных газонасыщенных объемов.

Еще более неточные результаты двумерного моделирования будут получены в случае наличия в газодяной зоне дизъюнктивного нарушения, которое не является флюидоупором ввиду сообщаемости коллекторов по разные стороны от такого разлома (рис. 16). Из рисунка видно, что эффективная газонасыщенная толщина, в отличие от общей газонасыщенной толщины, на его границе не меняется. Однако при двумерном моделировании такой «скачок» произойдет, поскольку значения коэффициента песчаности по разные стороны от

разлома одинаковы, и при умножении их на разнящуюся общую газонасыщенную толщину будет получен неверный результат.

Кроме того, важным недостатком двухмерных подходов является отсутствие возможности использовать информацию по скважинам, находящимся за пределами границ залежей, хотя эти данные могут указывать на значительное изменение характера разреза.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что любой из существующих на данный момент способов построения карт эффективных продуктивных толщин обладает теми или иными недостатками. Задачей автора являлось создание методики, решающей эти проблемы и сочетающей в себе положительные стороны различных методик.

Прежде всего необходимо отметить, что в качестве базового нужно использовать метод, основанный на расчете коэффициента песчаности по продуктивной части пласта, поскольку учет структурного фактора обязателен при создании карт эффективных продуктивных толщин.

Для дальнейшего описания процесса моделирования необходимо преобразовать имеющийся разрез (рис. 1б) к виду, который целевой пласт имел бы сразу после процесса седиментации (рис. 5). Осадки морского генезиса накапливаются равномерно, перемены осадконакопления отсутствуют, причем изменение общих толщин связано с различной скоростью отложения осадочных пород. Толщины всех прослоев (как проницаемых, так и непроницаемых) внутри пласта изменяются пропорционально его общей толщине.

На представленном рисунке видно, что коэффициент песчаности по продуктивной части пласта меняется в зависимости от того, какая часть пласта находится выше газовой контактной. Например, для рассматриваемого пласта характерно наличие в верхней части двух проницаемых пропластков толщинами 5 и 7 м и одного непроницаемого толщиной 3 м. Суммарная толщина трех прослоев составляет 15 м, что является половиной от толщины пласта. Соответственно, поскольку пласт является выдержанным по пло-

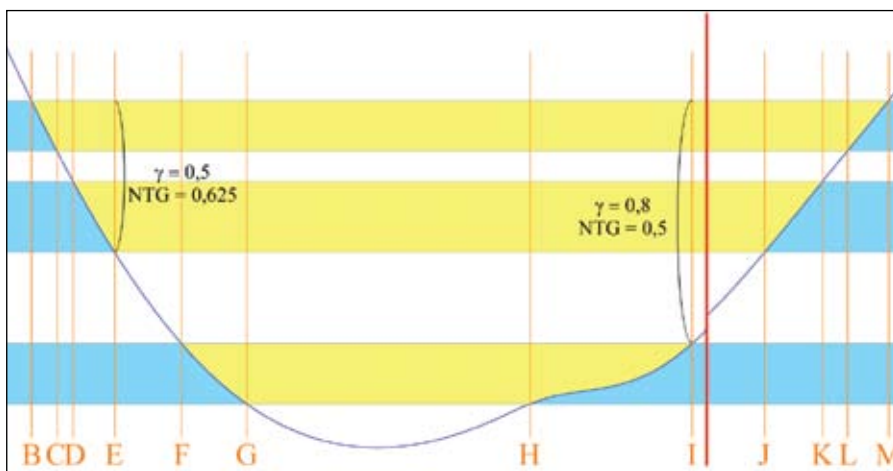


Рис. 5. Преобразованный геологический разрез по линии А–А'

щади, то коэффициент песчаности, равный отношению толщин проницаемых пропластков к общей толщине всех пропластков

$$\left(\frac{5+7}{5+3+7}=0,8\right),$$

характерен для верхней половины пласта. Так, в точках Е и J, где выше контакта лежит половина (по вертикали) пласта, коэффициент песчаности по газонасыщенной части пласта равен 0,8 доли ед. Если же исключить проницаемый прослой толщиной 7 м (точки D и K), то коэффициент песчаности составит 0,625 доли ед.

$$\left(\frac{5}{5+3}=0,625\right).$$

Таким образом, для определения корректного коэффициента песчаности в насыщенной части пласта необходимо создать карту отношения общих толщин продуктивной части пласта к его толщине в целом. Для этого достаточно произвести операцию деления значений общей газонасыщенной толщины на величины общей толщины пласта:

$$\gamma = \frac{AO_{\text{контакт}} - AO_{\text{кр}}}{AO_{\text{под}} - AO_{\text{кр}}}, \quad (1)$$

где γ – отношение общих толщин продуктивной части пласта к его толщине в целом в рассматриваемой точке, доли ед.; $AO_{\text{кр}}$ – абсолютная отметка кровли пласта, м; $AO_{\text{под}}$ – абсолютная отметка подошвы пласта, м; $AO_{\text{контакт}}$ – абсолютная отметка флюидального контакта, м.

Полученная карта, содержащая значения, которые лежат в интервале (0; 1] внутри внешнего контура газонасно-

сти (или нефтеносности – при расчетах нефтенасыщенных толщин) и равны 1 внутри внутреннего контура газонасности (нефтеносности), отражает ту долю пласта, которая лежит над контактом в каждой точке по латерали. Иными словами, полученная карта является картой относительных толщин продуктивной части пласта. За пределами залежи величины на такой карте могут считаться равными 0, поскольку общие газонасыщенные толщины также равны 0.

После определения значений относительной толщины продуктивной части пласта производится создание карты коэффициента песчаности по продуктивной части пласта. В качестве входных данных для нее служит полученная карта относительных толщин и информация по скважинам. Так как цифровые карты представляют собой сетки, то расчет значений коэффициента песчаности может производиться в каждом узле по отдельности по приведенному ниже алгоритму.

Сначала для каждой из скважин определяется абсолютная отметка, выше которой будет производиться расчет коэффициента песчаности исходя из параметра γ :

$$AO' = AO_{\text{кр}} + (AO_{\text{под}} - AO_{\text{кр}}) \cdot \gamma, \quad (2)$$

где AO' – абсолютная отметка для расчета коэффициента песчаности по продуктивной части пласта в рассматриваемой точке, м; $AO_{\text{кр}}$ – абсолютная отметка кровли пласта, м; $AO_{\text{под}}$ – абсолютная отметка подошвы пласта, м; γ – отношение общих толщин продуктивной части пласта к его толщине в целом в рассматриваемой точке, доли ед.

Затем вычисляется коэффициент песчаности по каждой скважине, характерный для части разреза, заданной параметром γ :

$$K_{\text{песч}} = \frac{H_{\text{эф}}'}{AO' - AO_{\text{кр}}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчаности в скважине по рассматриваемой части разреза, доли ед.; $H_{\text{эф}}'$ – эффективные толщины в скважине по рассматриваемой части разреза, м; $AO_{\text{кр}}$ – абсолютная отметка кровли пласта, м; AO' – абсолютная отметка для расчета коэффициента песчаности по продуктивной части пласта в рассматриваемой точке, м.

После этого полученные значения коэффициента песчаности по скважинам интерполируются с помощью выбранного метода картопостроения в рассматриваемую точку (узел сетки). Тем самым результирующее значение отражает изменчивость характера разреза именно в той его части, которая является продуктивной в данной точке залежи.

Например, в точках F и I рассматриваемой залежи контактом вскрыта 0,8 часть пласта

$$\left(\frac{5+3+7+9}{5+3+7+9+6} = 0,8 \right).$$

Чтобы вычислить коэффициент песчаности по продуктивной части пласта для этих точек, необходимо рассчитать его в имеющихся скважинах, а затем проинтерполировать полученные значения. Но поскольку пласт изотропен по латерали и в наличии имеется лишь одна скважина, то значение коэффициента песчаности в обеих точках совпадет с его значением в этой скважине. Так, для расчета коэффициента песчаности при $\gamma=0,8$ следует исключить нижний проницаемый пропласток, вследствие того что он не входит в рассматриваемую часть пласта:

$$\frac{5+7}{5+3+7+9} = 0,5$$

(рис. 5). Необходимо отметить, что если в рассматриваемом примере было бы две и более скважин, разрез пласта в которых различен, то песчаность в точках F и I также отличалась бы, поскольку на интерполированные значения в них каждая из скважин оказала бы влияние в большей или меньшей степени.

При умножении созданной карты коэффициента песчаности по продуктивной части пласта на карту его общих толщин по продуктивной части получается карта эффективных продуктивных толщин. Причем она полностью совпадает с картой, созданной путем суммирования толщин отдельных прослоев (рис. 2). Такая сходимость результатов достигается благодаря дифференцированному учету геологических особенностей рассматриваемого объекта в продуктивной его части.

Необходимо отметить, что для залежей массивного типа предложенная методика является еще более предпочтительной, чем для залежей пластового типа. Это связано с тем, что в случае применения стандартных двухмерных подходов область неучета геологических особенностей пласта в продуктивной его части распространяется на всю площадь залежи ввиду отсутствия чисто газовых (нефтяных) зон, где такое искажение отсутствует из-за совпадения эффективных продуктивных толщин с эффективными общими.

Также следует сказать, что предложенная методика дает возможность строить указанные карты с учетом данных по скважинам, вскрывшим не только продуктивную часть пласта, как это предлагается в стандартных подходах к двумерному моделированию, но и расположенным за контурами нефтегазоносности. Ограничение на ис-

пользование таких скважин снимается благодаря тому, что в качестве входных данных используется не коэффициент песчаности, связанный с характером насыщения коллекторов флюидом, а характеристика опесчаненности разреза в той или иной его части без привязки к особенностям нефтегазоносности.

Таким образом, подобный метод можно рассматривать как альтернативу созданию трехмерных геологических моделей в тех случаях, когда объемная сетка как результат необязательна, а применение двухмерного моделирования приводит к явным несоответствиям с принципиальной геологической моделью, принятой за основу. Метод квазитрехмерного моделирования не уступает, а во многом и превосходит существующие подходы к построению карт эффективных продуктивных толщин по качеству получаемых результатов.

ВЫВОД

- Создана методика квазитрехмерного моделирования, которая позволяет создавать карты эффективных продуктивных толщин, учитывающие положение флюидалных контактов.
- Предложенная методика дает возможность использования скважин, расположенных за контурами нефтегазоносности.
- Квазитрехмерное моделирование исключает возможность получения на созданных картах необоснованных экстремумов, свойственных стандартным двумерным методикам.
- Методика корректно учитывает дизъюнктивные нарушения, расположенные в пределах контуров залежей углеводородов;
- Квазитрехмерное моделирование предполагает построение карт эффективных продуктивных толщин, в значительной степени схожих с картами, получаемыми в результате трехмерного геологического моделирования.

Литература:

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / ФГУ «Экспертнефтегаз»; под рук. Н.Н. Лисовского. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. Ч. 1: Геологические модели. 164 с.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва -Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 257 с.

Ключевые слова: 2D-моделирование, 3D-моделирование, квазитрехмерное геологическое моделирование.

РОС ГАЗ ЭКСПО



ХVI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

**6-8
ИЮНЯ
'12**
Санкт-Петербург

При поддержке:



Организатор выставки:



тел: +7 (812) 777-04-07
+7 (812) 718-35-37
st@orticon.com
www.farexpo.ru

Соорганизаторы:



Официальный
информационный партнер:



Место проведения:

Выставочный комплекс **ЛенЭкспо**
Санкт-Петербург, Большой пр. В.О., 103