

УДК 553.04

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ КАРТ ЭФФЕКТИВНЫХ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТКА ИНФОРМАЦИИ

Казанцев Глеб Владимирович¹,
kazancevg@inbox.ru

Белкина Валентина Александровна¹,
belkina@tsogu.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность. Газо(нефте)насыщенная толщина – важнейший геологический параметр. Во-первых, он используется в задаче подсчета запасов. Точность модели этого параметра в значительной мере определяет точность оценки запасов. Во-вторых, карта газо(нефте)насыщенных толщин является основой при проектировании скважин и методов воздействия на залежь. Сказанное определяет актуальность работы.

Цель исследования: создание алгоритма моделирования газонасыщенных толщин в условиях малого объема скважинных данных, причём крайне неравномерно расположенных по области моделирования, и при отсутствии замеров в куполе залежи.

Методы исследования: методы статистического анализа, локальной интерполяции, комплексирования замеров с косвенной информацией, методы детальной корреляции, детерминистические и стохастические методы моделирования геологических параметров.

Результаты. Показано, что в верхней части разреза пласта ПК₁ Ямбургского месторождения довольно надёжно прослеживаются глинистые и алевролитовые прослои; на этапах ранней разведки (число скважин не велико, не превышает 4 шт.) при крайне неравномерной сетке скважин, особенно в случаях, когда купол структуры не освещён скважинными данными, существующие методики моделирования карт не позволяют построить модель с приемлемой точностью. Для пласта ПК₁ Ямбургского месторождения выявлена регрессионная зависимость эффективных толщин от общих. Предложена методика моделирования эффективных газонасыщенных толщин, в которой в качестве дополнительной косвенной информации используется регрессионная зависимость эффективных толщин от общих. По этой методике построена модель эффективных газонасыщенных толщин пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка Ямбургского месторождения. Сопоставление моделей газонасыщенных толщин по предложенной методике и на основе трёхмерной модели, построенной стохастическим методом с использованием расширенного набора замеров, показало хорошую внутреннюю сходимость.

Ключевые слова:

Газо(нефте)насыщенная толщина, модель, корреляция, регрессионная зависимость, косвенная информация, внутренняя сходимость.

Введение

Газо(нефте)насыщенная толщина – важнейший геологический параметр. Во-первых, он используется в задаче подсчета запасов. Интегрирование карты газо(нефте)насыщенной толщины по области продуктивности даёт объем коллектора, насыщенного газом (нефтью). Его точность существенно влияет на точность оценки запасов. Более того, доказано, что в геологических условиях Западной Сибири наибольшую погрешность в оценку запасов вносят именно ошибки газо(нефте)насыщенных толщин [1]. Во-вторых, данный параметр используется при решении множества геологических задач: для реализации гидродинамических расчетов при составлении технологических схем и проектов разработки, для прогнозирования направлений обводнения залежи в процессе поддержания пластового давления путем закачки воды, при проектировании как разведочных, так и эксплуатационных скважин, мониторинга и управления разработкой.

В современных программных комплексах имеется ряд алгоритмов построения двумерных моделей газонасыщенных толщин (карт) $h_{эф.г.}$, которых, однако, бывает недостаточно для создания аде-

кватной двумерной модели, достоверно отражающей геологическое строение. Данное явление может быть связано со следующими обстоятельствами. Точность построения карт эффективных газонасыщенных толщин, как упомянуто ранее, в значительной степени определяет точность оценки запасов, эффективность проектирования скважин и т. д. Но карта эффективных газонасыщенных толщин $h_{эф.г.}$ обладает рядом дифференциальных свойств, которые обуславливают то, что погрешность оценки этого параметра заметно больше погрешности двумерных цифровых моделей других геологических параметров. Во-первых, это существенно флуктуирующий параметр, а значит со значимыми изменениями этого параметра его градиент $grad(h_{эф.г.})$ может часто менять знак, то есть карта $h_{эф.г.}$, как правило, имеет ряд локальных экстремумов. Во-вторых, функция $h_{эф.г.}(x,y)$ при наличии зон замещения и выклинивания коллектора в области продуктивности не является связной (каждая геологическая карта с позиции математического анализа – функция двух переменных). В-третьих, в случаях тектонических нарушений, литологических замещений и резкого изменения значений не только её производная, но и сама

функция $h_{эф.г}$ терпит разрыв. Из сказанного следует, что скважинных данных для построения адекватной модели газонасыщенных толщин всегда недостаточно, причём при одном и том же наборе данных оценка карты эффективных газонасыщенных толщин $h_{эф.г}$ по сравнению с другими геологическими параметрами более грубая. Выход из этой ситуации возможен только один: использование кроме эмпирической всей возможной априорной и косвенной информации. Особенно остро проблема комплексирования различных видов измерений стоит при малом объёме скважинных данных.

Обзор методов моделирования нефте(газо)насыщенных толщин

Наиболее широко на практике используется алгоритм построения карт $h_{эф.г}$ с привлечением априорной информации – значений эффективных газонасыщенных толщин, равных нулю в ряде точек внешнего контура газоносности.

Рассмотрим алгоритм моделирования карты $h_{эф.г}$, который использовался ещё в докомпьютерных технологиях и продолжает использоваться в настоящее время. Он реализуется следующим образом. Вначале строят карту эффективных толщин, на которую затем накладывают карту с внешним и внутренним контурами газоносности. В пределах внутреннего контура газоносности изопакиты карты эффективных толщин $h_{эф}$ совпадают с изопакитами эффективных газонасыщенных толщин $h_{эф.г}$. Значения изопакит в области между внутренним и внешним контурами газоносности вычисляются линейной интерполяцией между значениями $h_{эф.г}$ на внутреннем контуре и нулевыми значениями на внешнем контуре газоносности. Данный алгоритм может быть использован только для построения карт $h_{эф.г}$ пластово-сводовых залежей без тектонических и литологических нарушений при наличии не менее 8–10 скважин в чисто газовой зоне (ЧГЗ), часть из которых должна быть в своде залежи.

В настоящее время в Западной Сибири имеется ряд малоразбуренных площадей, по которым проведена детальная сейсморазведка, другими словами, при небольшом числе прямых замеров достаточно хорошо известна геометрия залежи. В таких ситуациях рекомендуется алгоритм построения карты $h_{эф.г}$, называемый «построение карты эффективных газо(нефте)насыщенных толщин с учетом геометрии залежи». Для залежи без замещений и тектонических нарушений карта $h_{эф.г}$ в данном алгоритме рассчитывается по формуле:

$$h_{эф.г} = h_{об}^* k_{песч}, \quad (1)$$

где $h_{об}^*$ – общая толщина газонасыщенной части залежи, м; $k_{песч}$ – коэффициент песчанистости, д. ед.

Коэффициент $k_{песч}$ в формуле (1) может быть принят как усредненное значение или как карта в зависимости от объёма прямых и косвенных данных.

Карты $h_{эф.г}$, построенные разными алгоритмами, часто существенно различаются между собой, то есть не отвечают требованию внутренней сходи-

мости. Такие различия объясняются недостатком данных для адекватного описания модели $h_{эф.г}$ или невозможностью учёта геологической ситуации, которой она соответствует, из-за недостаточной алгоритмической базы моделирования карт эффективных газонасыщенных толщин $h_{эф.г}$ [2, 3].

В данной работе рассматривается методика построения модели $h_{эф.г}$ при малом числе скважинных данных, причём крайне неравномерно расположенных по области моделирования. Решение данной задачи рассматривается на примере прогнозирования эффективных газонасыщенных толщин массивной залежи пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка Ямбургского месторождения. Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) административно расположено на территориях Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Месторождение открыто в 1969 г. поисковой скважиной 2, в которой при испытании сеноманских отложений получен фонтанирующий приток природного газа дебитом 2015 тыс. м³/сут. Площадь месторождения условно разделена на четыре участка – Анерьяхинский, Ямбургский, Харвутинский, Восточно-Харвутинский. Такое разделение вызвано организационными причинами, связанными с условиями разработки.

Сеноманская залежь Ямбургского месторождения находится в разработке с 1986 г., но Восточно-Харвутинский участок (ВХУ) пока не разрабатывается.

Сейсморазведочные работы в пределах лицензионной границы включают сейсмические материалы МОГТ 3D, выполненные на Ямбургском НГКМ в течение полевых сезонов 2003–2015 гг., и объединяют семь кубов общей площадью 8500 км².

Данные сейсмической съемки 3D в границах Восточно-Ямбургской и Центрально-Ямбургской площадей объемом 2920 км², в свою очередь, также являются сводным кубом, объединяющим семь кубов, отработанных в 2003–2010 гг., и переработанных по единой методике ООО «Геофизические Системы Данных» в 2012 г. Таким образом, практически вся площадь лицензионного участка покрыта данными 3D сеймики. На рис. 1 изображен сейсмический разрез района исследования, на котором прослеживается Восточно-Харвутинское поднятие, где опорный сейсмический отражающий горизонт Г надежно опознается на сейсмическом материале, в кровле сеномана отмечаются линзовидные разрастания сейсмической записи в районе Восточно-Харвутинского поднятия.

Газовая залежь пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка вскрыта всего тремя скважинами, пробуренными на западном склоне поднятия. Свод скважинными данными не изучен. Фрагмент структурной карты кровли пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка представлен на рис. 2. Залежь структурного типа приурочена к антиклинальной складке, субмеридионального простирания, однокупольная, водоплавающая.

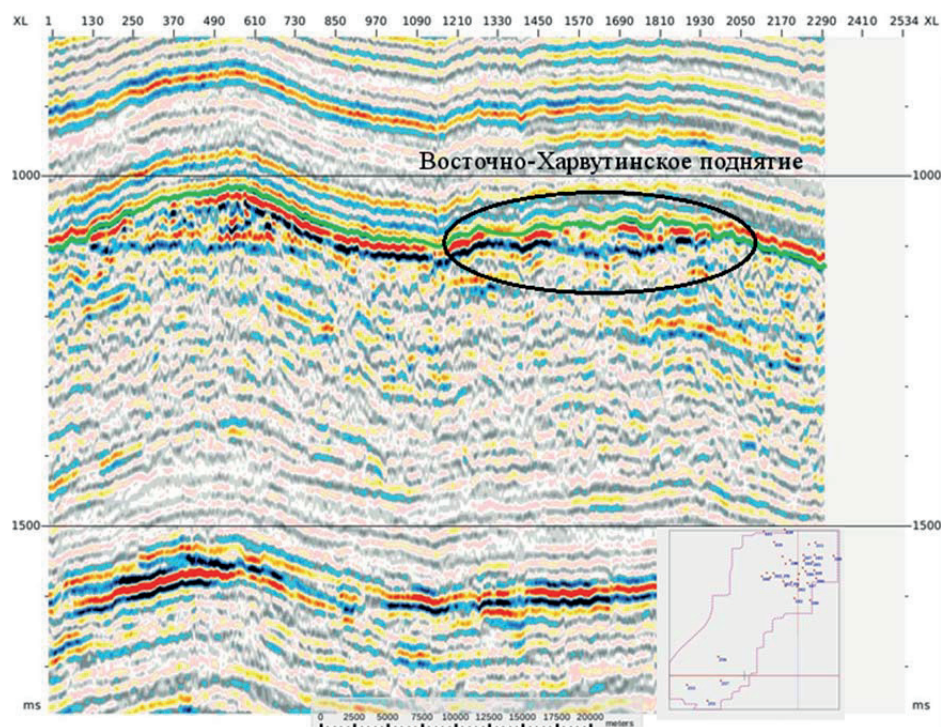


Рис. 1. Сейсмический разрез (Временной разрез) Ямбургского месторождения

Fig. 1. Seismic cross section (stacked data) of the Yamburg field

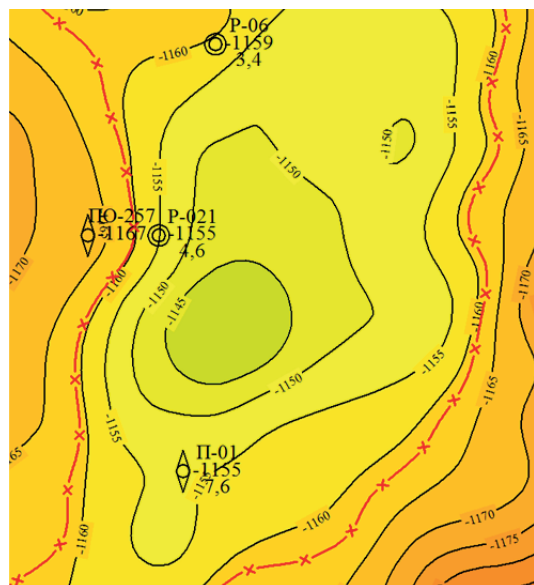


Рис. 2. Фрагмент структурной карты кровли пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка

Fig. 2. Fragment of the structural map of the roof in the Vostochno-Kharvutinsky area

Методика моделирования газонасыщенных толщин с привлечением косвенной информации

Таким образом, возникает проблема построения модели эффективных газонасыщенных толщин $h_{эф.г}$ адекватной в купольной части залежи, не освещённой прямыми данными. Дополнительным

обстоятельством, не позволяющим с приемлемой точностью смоделировать карту $h_{эф.г}$ этой залежи, является то, что в двух скважинах $k_{песч}=1$. Это означает, что оценка $k_{песч}$ по скважинным данным явно завышена. Коэффициенты песчаности всех участков Ямбургского месторождения приведены в табл. 1. Как видно из данных табл. 1, оценка $k_{песч}$ на ВХУ заметно выше значений на соседних участках и среднего по пласту ПК₁.

Таблица 1. Значения коэффициентов песчаности по каждому из участков в зависимости от толщины модели (пласт ПК₁, Ямбургское месторождение)

Table 1. Values of net sand coefficient for each of the areas depending on the thickness of the model (reservoir PK₁, Yamburg field)

Участок/Area	Коэффициент песчаности, д. ед. Net sand coefficient		
	Газонасыщенная часть Gas-saturated part	Толщина модели Model thickness (м/м)	
		20,3	250
Анерьяхинский Aneryakhinsky	0,77	0,81	0,73
Ямбургский Yamburgsky	0,75	0,79	0,76
Харвутинский Kharvutinsky	0,75	0,83	0,75
Восточно-Харвутинский Vostochno-Kharvutinsky	0,96	0,87	0,82
Все участки All the areas	0,75	0,80	0,76

Анализ результатов детальной корреляции пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка (рис. 3) показывает, что в верхней части разреза прослеживаются хорошо коррелируемые глинистые и алевролитовые прослои. Изучение условий формирования пласта по значениям коэффициента пористости (K_p) показывает, что прикровельная часть пла-

ста ПК₁ характеризуется более низкими значениями пористости K_p , которые постепенно увеличиваются вниз по разрезу (рис. 4, б). Это указывает на повышение степени «мористости» пород к кровле. Вероятнее всего, нижняя часть пласта формировалась в континентальных условиях, а верхняя – в прибрежно-морских. Изменчивость генезиса отло-

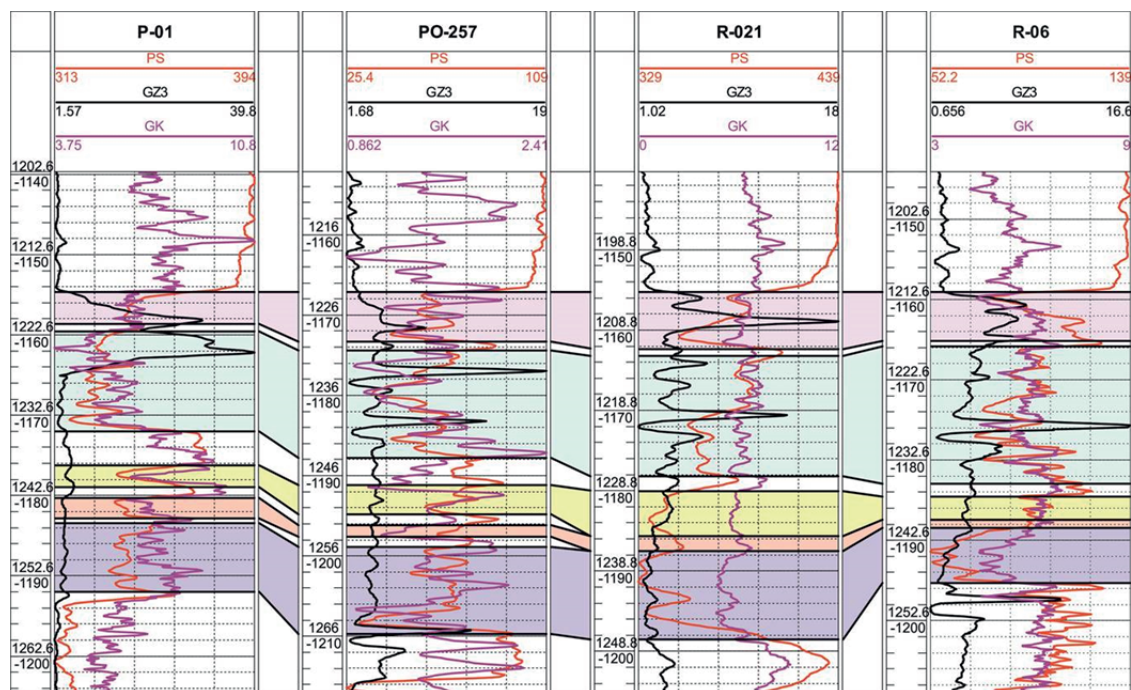


Рис. 3. Корреляция пропластков пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка

Fig. 3. Correlation of interlayers in PK₁ layer of the Vostochno-Kharvutinsky area

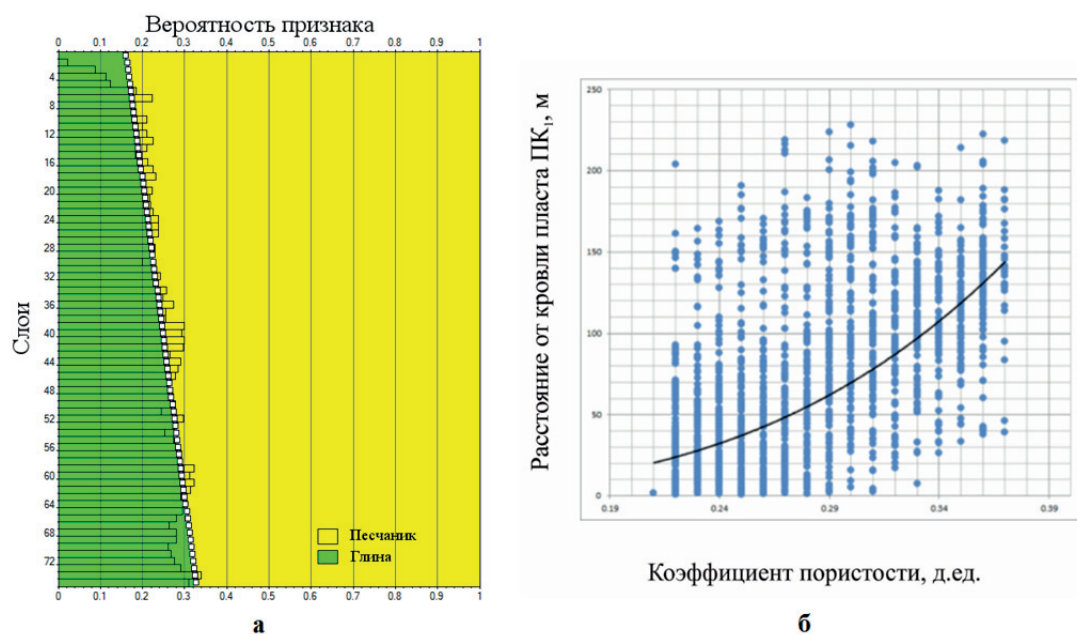


Рис. 4. Геолого-статистический разрез пласта ПК₁ сеноманской залежи Ямбургского месторождения (а); зависимость коэффициента пористости от расстояния от кровли пласта ПК₁ (б)

Fig. 4. Vertical proportional curve of reservoir PK₁ in Cenomanian deposit of the Yamburg field (a); dependence of the porosity ratio on the distance from the roof of PK₁ layer (b)

жений от прибрежно-морского к континентальному подтверждается и конфигурацией геолого-статистического разреза (ГСР), на котором наблюдается увеличение вероятности встретить коллектор вверх по разрезу с 16 до 84 % (рис. 4, а).

А вот по латерали, согласно исследованиям А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова, А.В. Ежовой, Ф.З. Хафизова, условия накопления осадков, скорее всего, были выдержаны [4–7]. Вероятнее всего, прослой неколлектора в верхней части (рис. 3) также прослеживаются и в сводовой части разреза Восточно-Харвутинского участка. Приведённые данные ещё раз подтверждают, что оценка коэффициента $k_{\text{песч}}$ по скважинным данным значимо завышена.

Таким образом, возникает вопрос адекватности карты коэффициента песчаности и, как следствие, точности построения результирующей карты эффективных газонасыщенных толщин. Забегая вперёд, отметим, что в данной работе повышение точности модели $h_{\text{эф.г}}$ достигается привлечением дополнительной косвенной информации на основе установленной зависимости эффективных толщин ($h_{\text{эф}}$) от общих (h_0).

Поскольку двухмерная модель не учитывает особенности вертикальной изменчивости пласта, возникает необходимость в построении трехмерной литологической модели исследуемого участка. В качестве одномерного тренда при моделировании куба литологии используется ГСР, отражаю-

щий распределение признака коллектор/неколлектор по глубине на основе скважинных данных. Из рис. 4 видно, что вероятность признака неколлектор (глин) в прикровельной части для Восточно-Харвутинского участка (слева) довольно велика (67 %).

Известны две основные группы методик прогнозирования геологических параметров по скважинным данным – детерминистическая и стохастическая. Детерминистические методы используют, как правило, при наличии относительно равномерной сети наблюдений. Они основаны на критерии минимизации ошибки в каждой ячейке результирующей модели, а именно несмещённости оценки с наименьшей возможной дисперсией. Это особенно важно при проектировании поисково-разведочных скважин в периферийных зонах месторождений [7].

При создании литологических 3D моделей чаще всего используют стохастические методы моделирования [8–11]. Такие методы применимы при наличии статистически представительного набора исходных данных, достаточного для надежной оценки пространственной неоднородности резервуара. Они заключаются в интерполяции замеров с учётом степени неоднородности коллектора, выявленной по вариограммам на участке высокой разбуренности (соседних Харвутинском и Ямбургском участках), на моделируемую площадь. В такой модификации, как будет показано ниже, этот

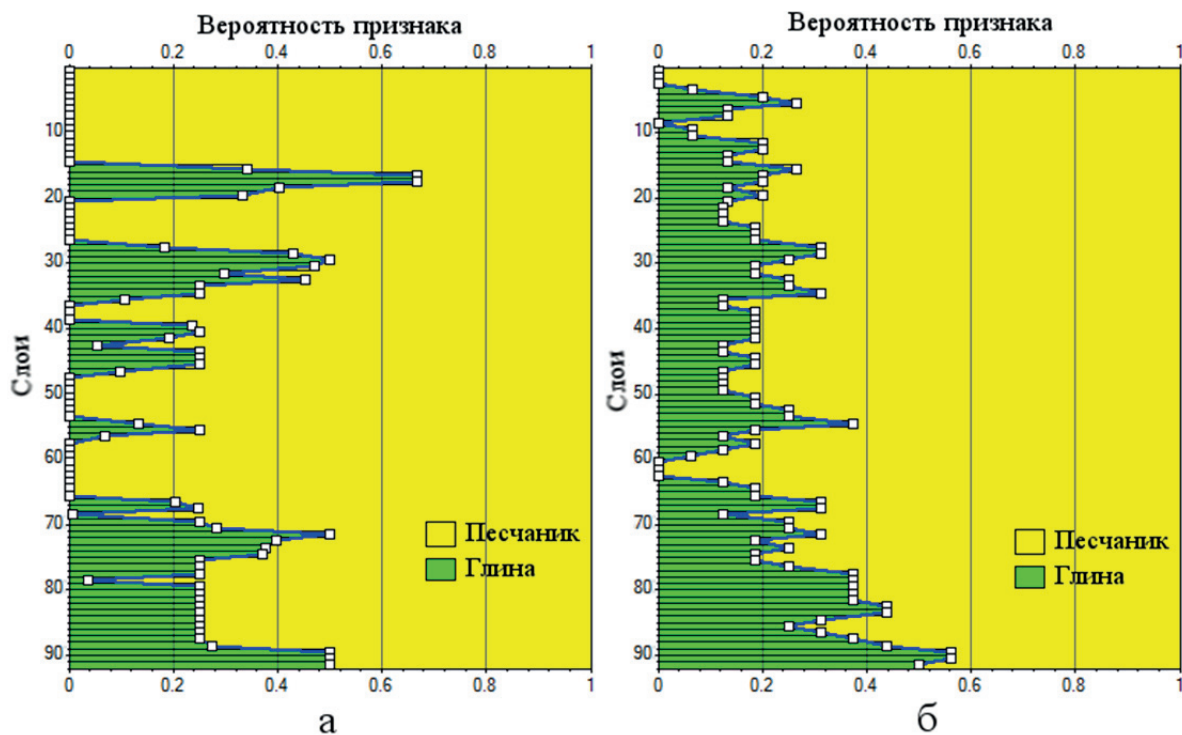


Рис. 5. Геолого-статистические разрезы, построенные по скважинным данным Восточно-Харвутинского участка (а) и Восточно-Харвутинского участка с близко расположенными скважинами Харвутинского участка (б)

Fig. 5. Vertical proportional curves constructed with the wells data of the Vostochno-Kharvutinsky area (a) and the Vostochno-Kharvutinsky area with the closely located wells (b) on the Kharvutinsky area

метод эффективен и на неравномерно разбуренных месторождениях. Важным преимуществом стохастического моделирования является возможность построения множества равновероятных моделей – «реализаций». Так как при построении отдельных реализаций за основу взят метод Криге, осреднённая реализация имеет точность более высокую, чем отдельные реализации [12–18]. При моделировании параметра литологии ВХУ использовался стохастический индикаторный метод, основанный на генерации ряда реализаций дискретных литологических моделей. Выбор данного метода обусловлен его гибкостью и возможностью хорошо учитывать одномерные, двумерные и трехмерные тренды (косвенную информацию). Построение моделей проводилось в программном продукте Petrel компании Schlumberger.

Вычислено по 101 реализации двух литологических моделей. В качестве тренда использовался ГСР, построенный с привлечением дополнительных данных по 14 скважинам близко расположенного Харвутинского участка (рис. 5, б). Геологостатистический разрез, построенный только по РИГИС ВХУ, характеризуется изломами и резкими изменениями вертикального графика вероятности, то есть неадекватно отражает распределение коллекторов и неколлекторов по глубине. В условиях ограниченного набора скважин задавать ГСР необходимо, исходя из знаний о строении пласта и данных близкорасположенных участков. Поскольку по латерали, как указано выше, условия накопления осадков, скорее всего, были выдержаны, принято решение использовать в построении ГСР ближайшие скважины Харвутинского

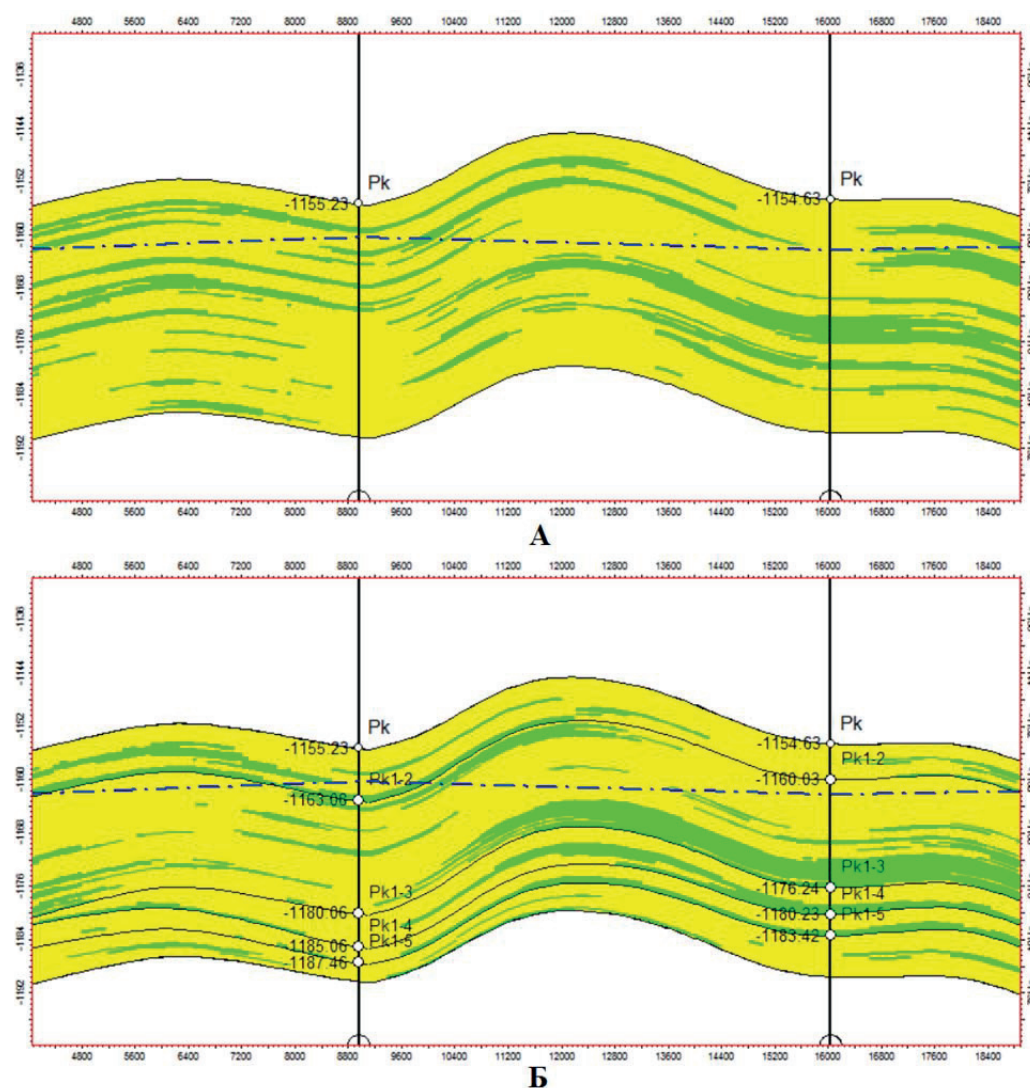


Рис. 6. Разрезы трехмерных литологических моделей: структурный каркас, состоящий из двух поверхностей (А), и на основе уточненного структурного каркаса (Б)

Fig. 6. Cross sections of lithologic three-dimensional models: structural framework consists of two surfaces (A) and refined structural framework (B)

участка. Результирующий ГСР характеризуется более плавными изменениями графика вероятности по глубине.

Структурный каркас первой модели состоял из двух поверхностей: кровли пласта ПК₁ и условной подошвы модели (рис. 6, а). Структурный каркас второй модели уточнен четырьмя границами, полученными по результатам детальной корреляции (рис. 6, б). В обоих случаях нижняя граница структурного каркаса получена конформным сдвигом вниз поверхности кровли пласта на 35 м. После осреднения 101 реализации куба литологии средние значения газонасыщенной толщины в куполе структуры, вычисленные по реализациям, составили 17,4 и 17,3 м соответственно. Приведённые значения показывают, что разность не превышает ошибки замеров. Разрезы литологических моделей представлены на рис. 6. Использование ГСР (рис. 5, б) при построении трехмерной модели приводит к статистически обоснованным толщинам в сводовой части залежи и повышает точность их оценки.

Сопоставление средних и наибольших значений $h_{эф.г}$ по 2D и 3D моделям приведено в табл. 2. Из приведённых данных видно, что имеется существенное расхождение (более 5 %) среднего значения $h_{эф.г}$ по двухмерной и трехмерной модели, что говорит об отсутствии внутренней сходимости. Согласно регламентирующим документам, эта разность не должна превышать 5 % [19].

Таблица 2. Сопоставление эффективных газонасыщенных толщин двухмерной и трехмерной модели

Table 2. Comparison of effective gas heights in two-dimensional and three-dimensional models

Эффективные газонасыщенные толщины, м Effective gas heights, m	2D модель 2D model	3D модель (с ГСР) 3D model (with VPC)	Расхождение, % Difference, %
Максимальное Maximum	19,1	17,4	9,8
Среднее Average	6,7	6,3	9,4
Стандартное отклонение Standart deviation	4,7	4,0	9,8
Коэффициент вариации Variation coefficient, %	70,1	63,5	10,3

Приведённые данные говорят о необходимости уточнения двухмерной модели эффективных толщин $h_{эф}$ залежи ВХУ. Для всего пласта, для каждого участка, и для Восточно-Харвутинского участка с близкорасположенными скважинами по данным РИГИС построены зависимости $h_{эф}=f(h_{об})$ по пропласткам (табл. 3). Наилучшие приближения выборок (с более высокими значениями коэффициента детерминации R^2) дают степенные регрессионные зависимости (рис. 7, табл. 3).

Высокие значения R^2 показывают, что полученные зависимости $h_{эф}=f(h_{об})$ могут использоваться как дополнительная косвенная информация для построения двухмерных моделей эффективных га-

зонасыщенных толщин. Для дополнительной проверки качества зависимости $h_{эф}=f(h_{об})$ проведено сопоставление коэффициентов песчаности $k_{песч}$ для каждого из участков с коэффициентами $k_{песч}$, полученным по РИГИС для модели толщиной 20,3 м (максимальное значение общей толщины залежи ВХУ) (табл. 4). Расхождение значений $k_{песч}$, усредненного по РИГИС, и $k_{песч}$, полученного по вычисленным зависимостям, не превышает 2 %.

Таблица 3. Регрессионные зависимости эффективных толщин от общих для каждого участка пласта ПК₁ Ямбургского месторождения

Table 3. Regression dependencies of effective thicknesses on the total thicknesses for each area of reservoir PK₁ in the Yamburg field

Участок/Area	Уравнение/Equation	R^2
Анеряхинский Anerakhinsky	$h_{эф.г}=1,0401h_{об}^{0,9125}$	0,97
Ямбургский Yamburgsky	$h_{эф.г}=1,0161h_{об}^{0,9085}$	0,95
Харвутинский Kharvutinsky	$h_{эф.г}=0,9857h_{об}^{0,9532}$	0,95
Восточно-Харвутинский Vostochno-Kharvutinsky	$h_{эф.г}=0,9897h_{об}^{0,9398}$	0,99
Восточно-Харвутинский с ближайшими скважинами Vostochno-Kharvutinsky with closely located wells	$h_{эф.г}=1,0282h_{об}^{0,9532}$	0,98
Весь пласт The whole stratum	$h_{эф.г}=1,0128h_{об}^{0,9168}$	0,94

Таблица 4. Сопоставление коэффициентов песчаности, полученных на основе регрессионных зависимостей и по РИГИС, для модели толщиной 20,3 м (пласт ПК₁, Ямбургское месторождение)

Table 4. Comparison of net sand coefficient based on regression dependencies with the well log interpretation data for the model of 20,3 m thickness (reservoir PK₁, Yamburg field)

Участок Area	Коэффициент песчаности для модели толщиной 20,3 м, д. ед. Net sand coefficient for a model of 20,3 m thickness		Расхождение, % Difference, %
	По вычисленным зависимостям According to the calculated dependences	По РИГИС According to well log interpretation data	
Анеряхинский Anerakhinsky	0,80	0,81	1,72
Ямбургский Yamburgsky	0,77	0,79	1,78
Харвутинский Kharvutinsky	0,82	0,83	0,96
Восточно-Харвутинский Vostochno-Kharvutinsky	0,86	0,87	1,94
Все участки All the areas	0,79	0,80	1,50

По зависимости $h_{эф.г}=0,9857h_{об}^{0,9532}$ построена карта $h_{эф}$ для пласта ПК₁ ВХУ. Она использована как трендовая при построении карты $h_{эф.г}$ для Вос-

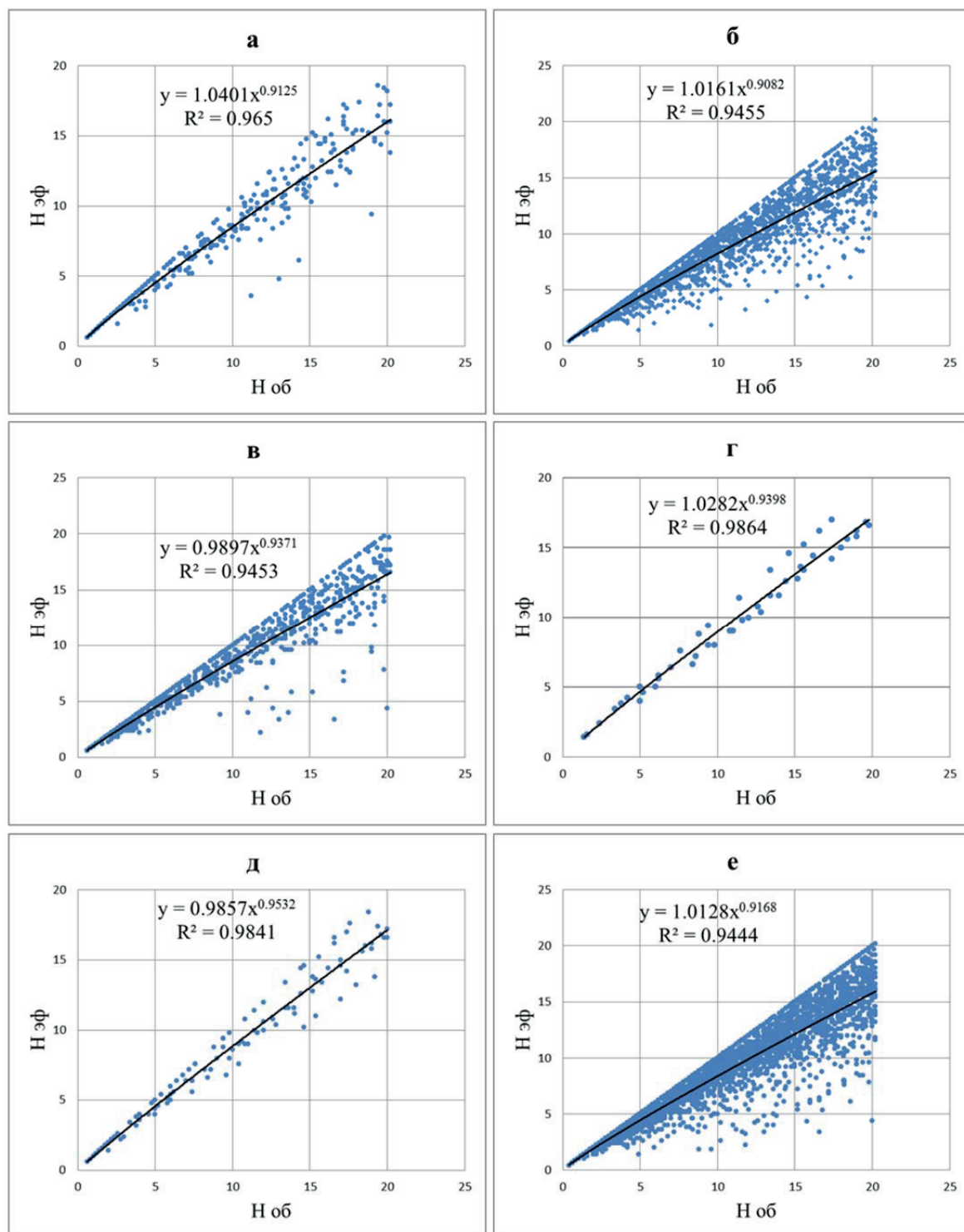


Рис. 7. Зависимость эффективных толщин от общих по пропласткам, участки: а) Анерьяхинский; б) Ямбургский; в) Харвутинский; г) Восточно-Харвутинский; д) Восточно-Харвутинский с ближайшими скважинами; е) все участки

Fig. 7. Dependence of effective thicknesses on the total thicknesses for interlayers, areas: а) Aneryakhinsky; б) Yamburg; в) Kharvutinsky; г) Vostochno-Kharvutinsky; д) Vostochno-Kharvutinsky with closely located wells; е) all areas

точно-Харвутинского участка, далее эта карта называется уточнённой. Математическая модель $h_{эф,г}$ вычислена методом квадратичной сплайн-аппроксимации с инвариантной моделью поля методом

наименьших квадратов (программный пакет Isolipe, авторы: А.В. Яковлев, В.В. Яковлев). Отметим, что инвариантность в данном алгоритме обеспечивает получение устойчивых и независимых от фор-

мальных параметров: шага и ориентации сетки, решений. В сводовой части карты значение равно 17,4 м. Уточнённая карта эффективных газонасыщенных толщин $h_{эф.г}$ достаточно хорошо согласуется со скважинными данными, а в межскважинном пространстве она подобна конфигурации трендовой карты. Карты эффективных газонасыщенных толщин по трехмерной и по уточненной двумерной модели (согласно описанной методике) приведены на рис. 8. Сравнение статистических характеристик карт $h_{эф.г}$, построенных разными алгоритмами, представлено в табл. 5.

Таблица 5. Сопоставление эффективных газонасыщенных толщин трехмерной и двумерной модели, построенной с использованием тренда

Table 5. Comparison of the effective gas heights in three-dimensional and two-dimensional models using a trend

Эффективные газонасыщенные толщины, м Effective gas heights, m	Уточненная 2D модель Refined 2D model	3D модель 3D model	Расхождение, % Difference, %
Максимальное Maximum	17,4	17,4	0,4
Среднее Average	6,3	6,3	0,3
Стандартное отклонение Standart deviation	4,4	4,0	5,0
Коэффициент вариации Variation coefficient, %	69,8	63,5	9,9

Согласно данным табл. 2 и 5, наибольшее значение уточнённой модели уменьшилось на 1,7 м по сравнению с начальной картой, построенной с при-

влечением только априорной информации (значений нулей в ряде точек внешнего контура). Это хорошо согласуется с тем, что, согласно данным табл. 5, расхождения значений карты $h_{эф.г}$ в сводовой части залежи Восточно-Харвутинского участка по трехмерной модели, построенной с использованием геолого-статистического разреза (по расширенному набору замеров), и по уточненной двумерной модели незначимы. Что касается стандартных отклонений и коэффициентов вариации, они различаются незначимо. Из этого сравнительного анализа следует, что в периферийной части залежи, освещённой скважинными данными, хотя и явно недостаточными, карта эффективных газонасыщенных толщин практически не изменилась; привлечение косвенной информации повысило точность карты только в сводовой части, в которой вообще не пробурено ни одной скважины.

Таким образом, предложенная методика создания двумерной модели эффективных газонасыщенных толщин с использованием в качестве тренда карт, построенных с использованием регрессионной зависимости эффективных толщин от общих $h_{эф} = f(h_{ог})$, не даёт практически расхождения с картой эффективных газонасыщенных толщин, построенной через трехмерную модель, другими словами, обеспечивает внутреннюю сходимость. Уточнённая двумерная модель рекомендуется к использованию при решении геологических задач.

В заключение отметим, что в связи с появлением методик 3D геологического моделирования с переходной водонефтяной зоной [20] появилась информационная возможность создания алгорит-

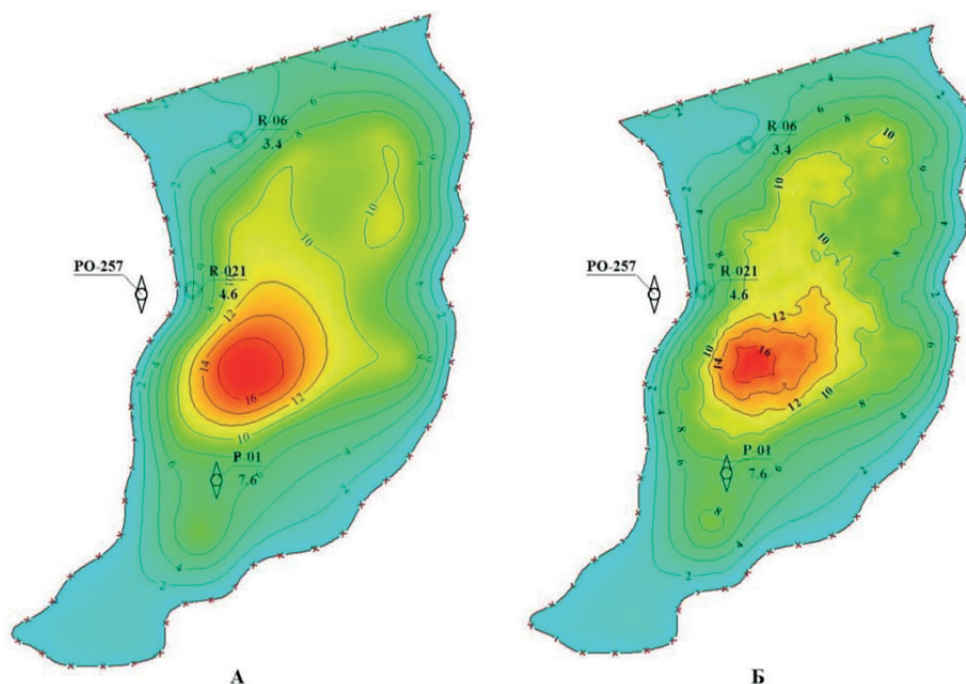


Рис. 8. Карты эффективных газонасыщенных толщин по уточненной двумерной модели (А) и трехмерной модели (Б)

Fig. 8. Maps of effective gas heights on the refined two-dimensional model (according to the described method) (A) and the three-dimensional model (B)

мов построения карт эффективных нефте (газо) насыщенных толщин отдельно по зонам: переходной и предельного нефтенасыщения.

Выводы

1. Показано, что существующие методики моделирования карт эффективных газонасыщенных толщин не позволяют построить модель с приемлемой точностью на этапах ранней разведки (число скважин не превышает 4 шт.) при крайне неравномерной сетке скважин, особенно в случаях, когда купол структуры не освещён скважинными данными.
2. Результаты детальной корреляции показывают, что в верхней части разреза пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка Ямбургского месторождения довольно надёжно прослеживаются глинистые и алевролитовые прослои.
3. Предложена методика моделирования эффективных газонасыщенных толщин, в которой в качестве дополнительной косвенной информации используется регрессионная зависимость эф-

фективных толщин от общих. Её условно можно разделить на два этапа. На первом шаге оцениваются указанные регрессионные зависимости, на втором строится двухмерная модель газонасыщенных толщин с использованием в качестве трендовой указанной выше карты эффективных толщин. На изучаемом объекте (пласт ПК₁ Восточно-Харвутинского участка Ямбургского месторождения) зависимости эффективных толщин от общих являются тесными.

4. Сопоставление моделей газонасыщенных толщин, полученных по предложенной методике, и на основе трёхмерной модели, построенной стохастическим методом с использованием расширенного набора замеров, показало хорошую внутреннюю сходимость.
5. Из изложенного следует, что модель газонасыщенных толщин пласта ПК₁ Восточно-Харвутинского участка Ямбургского месторождения, созданная средствами предложенной в работе методики, заметно точнее моделей, построенных по существующим методикам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хафизов Ф.З. О геометризации границ распространения коллекторов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 5. – С. 30–34.
2. Степанов А.В., Ставинский П.В., Кавун М.М. Прогнозирование эффективных толщин в межскважинном пространстве: методология, тенденции, оценка результатов // Геофизика. – 2008. – № 4. – С. 17–21.
3. Романов А.В. Реализация методики построения карт нефте- и газонасыщенных толщин с использованием квазитрёхмерного подхода // Территория нефтегаз. – 2011. – № 10. – С. 20–24.
4. Время формирования скоплений природного газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
5. Нестеров И.И. Вопросы теории осадконакопления платформенных отложений // Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1968. – № 19. – С. 45–52.
6. Ежова А.В. Литологические особенности верхнемеловых отложений севера Западно-Сибирской провинции // Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1972. – № 62. – С. 110–115.
7. Хафизов Ф.З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазовых комплексов. – Л.: Недра, 1991. – 264 с.
8. Практические советы по 3D геологическому моделированию / Б.В. Белозёров, А.В. Буторин, П.Н. Герасименко, Е.В. Журавлёва, Р.З. Фаизов. – СПб: «Газпромнефть НТЦ», 2015. – 354 с.
9. Геологическое моделирование горизонта Ю₁ Томской области / А.В. Бобров, Д.В. Воробьёв, А.А. Горкальцев, К.Е. Закревский, А.Р. Залялиева, М.Ю. Иваницкий, Н.А. Парфенов, А.В. Поднебесных, В.Л. Попов, А.А. Шпиндлер, О.В. Яковенко, Д.С. Яшков. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 154 с.
10. Cosoni-Morales E., Ronquillo-Jarillo G., Campos-Enriquez J.O. Multi-scale analysis of well-logging data in petrophysical and stratigraphic correlation // Geofisica internacional. – 2010. – № 49. – P. 55–67.
11. Richard H. Groshong 3-D Structural Geology. A practical guide to quantitative surface and subsurface map interpretation. – New York: Springer, 2006. – 410 p.
12. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth model. – Tulsa, Society of Exploration & European Association of Geoscientists and Engineers, 2003. – 281 p.
13. Deutsch C.V. Geostatistical Reservoir Modeling. 2nd ed. – New York: John Wiley & Sons, 2007. – 88 p.
14. Stochastic Modeling and Geostatistics: principles, methods, and case studies / Ed. by J.M. Yarus, R.L. Chambers. – Tulsa, Society of Exploration & European Association of Geoscientists and Engineers, 1994. – 341 p.
15. Groshong R.H. 3-D Structural Geology. A practical guide to quantitative surface and subsurface map interpretation. – New York: Springer, 2006. – 410 p.
16. J.C. Davis. Statistics and data analysis in geology. – New York: John Wiley & Sons, 2002. – 600 p.
17. Caers J. Petroleum Geostatistics. Society of Petroleum Engineers, 2005. – 104 p.
18. Буре В.М., Парилкина Е.М. Теория вероятностей и математическая статистика. – СПб: Лань, 2015. – 416 с.
19. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: ОАО ВНИИнефть им. А.П. Крылова, ОАО ЦГЭ, РГУНГ им. И.М. Губкина и др. – М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 2000. – 60 с. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1575> РД 153-39.0-047-00 (дата обращения 01.02.2018).
20. Антипин Я.О., Белкина В.А. Моделирование нефтенасыщенности залежей с учётом переходной водонефтяной зоны на примере месторождения А. // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 5. – С. 22–29.

Поступила 09.02.2018 г.

Информация об авторах

Казанцев Г.В., аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа Тюменского индустриального университета.

Белкина В.А., кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа Тюменского индустриального университета.

UDC 553.04

METHODS OF MAPPING THE EFFECTIVE GAS HEIGHTS AT INSUFFICIENT INFORMATION

Gleb V. Kazantsev¹,
kazancevg@inbox.ru

Valentina A. Belkina¹,
belkina@tsogu.ru

¹ Tyumen Industrial University,
38, Volodarskogo Avenue, Tyumen, 625000, Russia.

The relevance. Gas(oil)height is the major geological parameter. Firstly, it is used to calculate reserves. The accuracy of reserve estimation strongly depends on the accuracy of this parameter model. Secondly, the map of gas(oil)height is the base to plan wells and recovery methods. This determines the relevance of the work.

The aim of the research is to develop the algorithm of effective gas heights modeling in conditions of small number of well data. Particularly when the well data extremely uneven arranged in the modeling area and there is no measurements in the dome of the deposit.

Research methods: methods of statistical analysis, local interpolation, aggregation measurements with indirect information, methods of detailed correlation, deterministic and stochastic methods for modeling geological parameters.

Results. It is shown that in the upper part of the PK₁ reservoir of Yamburg field the clay and silt interlayers are strongly observed. The existing methods of modeling do not allow simulating a model with an acceptable accuracy, for example when the grid of wells is extremely irregular (there are not many wells, less than or equal to 4) on the early stages of exploration. Especially in the cases when the dome of the reservoir is worse represented with well data. For the reservoir PK₁ of Yamburg field the authors have revealed the regressive dependence of the effective height on the general ones. The authors proposed the technique of modeling gas effective heights, where the regressive dependence of the effective height on the general ones is used as additional indirect information. The model of gas effective heights of PK₁ reservoir in Vostochno-Kharvutinskaya area of Yamburg field was built according to the technique. The comparison of the models of gas effective heights by the proposed technique and by the model based on three-dimensional model built by the stochastic method using an extended set of measurements showed good internal convergence.

Key words:

Gas(oil)height, model, correlation, regression dependence, indirect information, internal convergence.

REFERENCES

- Khafizov F.Z. O geometrizatsii granits rasprostraneniya kolektorov [Geometrization of reservoir boundaries distribution]. *Geologiya nefi i gaza*, 1984, no. 5, pp. 30–34.
- Stepanov A.V., Stavinsky P.V., Kavun M.M. Prognozirovaniye effektivnykh tolshchin v mezhskvazhinnom prostranstve: metodologiya, tendentsii, otsenka rezultatov [Forecasting of effective thicknesses in the inter-well space: methodology, trends, evaluation of results]. *Geofizika*, 2008, no. 4, pp. 17–21.
- Romanov A.V. Realizatsiya metodiki postroeniya kart nefte- i gazonasyshchennykh tolshchin s ispolzovaniem kvazitrekhnernogo podkhoda [Realization of a technique for constructing maps of oil and gas saturated thicknesses using quasi-three-dimensional approach]. *Territoriya neftegaz*, 2011, no. 10, pp. 20–24.
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I. *Vremya formirovaniya skopleniy prirodnogo gaza Zapadnoy Sibiri* [Time of formation of natural gas accumulations in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p.
- Nesterov I.I. Voprosy teorii osadkonakopleniya platformennykh otlozheniy [Issues of sedimentation theory of platform deposits]. *Trudy ZapSibNIGNI*, 1968, no. 19, pp. 45–52.
- Ezhova A.V. Litologicheskiye osobennosti verkhnemelovykh otlozheniy severa Zapadno-Sibirskoy provintsii [Lithological features of the Upper Cretaceous deposits in the north of the West Siberian province]. *Trudy ZapSibNIGNI*, 1972, no. 62, pp. 110–115.
- Khafizov F.Z. Povysheniye effektivnosti razvedki zalezhey krupnykh neftegazovykh kompleksov [Increase of deposits exploration efficiency on large oil and gas complexes]. Leningrad, Nedra Publ., 1991. 264 p.
- Belozorov B.V., Butorin A.V., Gerasimenko P.N., Zhuravleva E.V., Faizov R.Z. *Prakticheskie sovety po 3D geologicheskoy modelirovaniyu* [Practical advices on 3D geological modeling]. St-Petersburg, Gazpromneft NTTs Publ., 2015. 354 p.
- Bobrov A.V., Vorobev D.V., Gorkaltsev A.A., Zakrevskiy K.E., Zalyalieva A.R., Ivanitskiy M.Yu., Parfenov N.A., Podnebesnykh A.V., Popov V.L., Shpindler A.A., Yakovenko O.V., Yashkov D.S. *Geologicheskoe modelirovaniye gorizonta Yu, Tomskoy oblasti* [Geological modeling of the J₁ layer in Tomsk region]. Tomsk, TPU Publ. house, 2016. 154 p.
- Coconi-Morales E., Ronquillo-Jarillo G., Campos-Enriquea J.O. Multi-scale analysis of well-logging data in petrophysical and stratigraphic correlation. *Geofisica internacional*, 2010, no. 49, pp. 55–67.
- Groshong R.H. *3-D Structural Geology. A practical guide to quantitative surface and subsurface map interpretation*. New York, Springer, 2006. 410 p.
- Dubrule O. *Geostatistics for seismic data integration in earth model*. Tulsa, Society of Exploration & European Association of Geoscientists and Engineers, 2003. 281 p.
- Deutsch C.V. *Geostatistical Reservoir Modeling*. 2nd ed. New York, John Wiley&Sons, 2007. 88 p.
- Stochastic Modeling and Geostatistics: principles, methods, and case studies*. Ed. by J.M. Yarus, R.L. Chambers. Tulsa, Society of Exploration & European Association of Geoscientists and Engineers, 1994. 341 p.
- Groshong R.H. *3-D Structural Geology. A practical guide to quantitative surface and subsurface map interpretation*. New York, Springer, 2006. 410 p.
- J.C. Davis. *Statistics and data analysis in geology*. New York, John Wiley & Sons, 2002. 600 p.
- Caers J. *Petroleum Geostatistics. Society of Petroleum Engineers*, 2005. 104 p.
- Bure V.M., Parilina E.M. *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* [Theory of probability and mathematical statistics]. St-Petersburg, Lan Publ., 2015. 416 p.
- Reglament po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologotekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazonefityanykh mesto-

rozhdenny: OAO VNIIneft im. A.P. Krylova, OAO TSGE, RGUNG im. I.M. Gubkina [Regulations for creating permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields: OJSC VNIIneft named after A.P. Krylov, OJSC TSGE, RGUNG named after I.M. Gubkin], *Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation*, 2000. 60 p. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1575> PDF 153–39.0–047–00 (accessed 1 February 2018).

20. Antipin Ya.O., Belkina V.A. Modeling of reservoirs oil saturation taking into account the transitional water-oil zone on the deposit A. *Oil and gas territory, Moscow*, 2016, no. 5, pp. 22–29. In Rus.

Received: 9 February 2018.

Information about the authors

Gleb V. Kazantsev, postgraduate, Tyumen Industrial University.

Valentina A. Belkina, Cand. Sc., associate professor, Tyumen Industrial University.