

УДК 553.26.036(571.1212)

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВИКУЛОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ АНАЛИЗА СВЯЗНОСТИ КОЛЛЕКТОРА И ДАННЫХ ПО ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

Боженюк Надежда Неониловна¹,

bojenuk_nn@mail.ru

Белкина Валентина Александровна¹,

belkina@tsogu.ru

Стрекалов Александр Владимирович¹,

hydrasym@mail.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность. Отложения викуловской свиты Красноленинского свода, обладая высокой продуктивностью, характеризуются сложным геологическим строением. При этом большое число залежей разбурены редкой сеткой скважин, причем зачастую крайне неравномерной, следствием чего является значимый недостаток эмпирической информации для построения адекватной трёхмерной геологической модели, и тем более гидродинамической.

Цель работы: усовершенствование методики построения трёхмерных геологических моделей, учитывающей неравномерность замеров, критерии связности коллектора и данные по горизонтальным скважинам, позволяющей заметно повысить точность геологической модели, и, как следствие, заметно уменьшить число итераций процесса создания гидродинамической модели.

Методы исследования: методы литологического анализа состава горных пород, разделения циклов накопления отложений по литологическим характеристикам на циклиты, детальной корреляции, адаптации результатов вариограммного анализа по разбуренным участкам на не разбуренные, геостиринга по горизонтальным скважинам, критериев связности коллектора, построения трёхмерных геологических и гидродинамических моделей.

Результаты. На основе анализа кернового материала выделено по три циклита в пластах BK_1 и BK_2 изучаемого месторождения, что позволило провести детальную корреляцию с выделением трёх пачек в каждом из этих пластов. Использование параметров вариограммы, полученных на участках с более высокой плотностью замеров и наличием сейсморазведочных данных, привлечение данных по горизонтальным стволам позволило заметно уточнить структурный каркас и трёхмерные геологические модели литологии, фильтрационно-ёмкостных свойств и нефтенасыщенности. Перечисленные модели показали хорошую согласованность с внешними данными. Повышение точности геологических моделей существенно уменьшило вычислительную сложность построения гидродинамической модели.

Ключевые слова:

Нефтегазовая геология, месторождение, пласт, трехмерная геологическая модель, связность коллектора, геостиринг, неопределённость.

Введение

Нижнемеловые отложения викуловской свиты являются важным продуктивным объектом Красноленинского свода Западной Сибири. Впервые продуктивность викуловской свиты доказана изучением керна из Лорбинской скважины № 35 около 50 лет назад. Затем нефтеносность свиты подтвердилась данными по скважинам № 38 и 31. По результатам геологоразведочных работ в последующие годы залежи углеводородов открыты практически на всех локальных поднятиях-ловушках Красноленинского свода [1]. Большое число залежей, приуроченных к викуловской свите, в настоящее время находятся на поздней стадии разработки. Широко применяемая в мире и в Западной Сибири система форсированного отбора и заводнения приводит к образованию значительных недраенируемых зон, а также к формированию так называемых трудноизвлекаемых запасов. Повышение эффективности разработки таких запасов возможно только на основе детальных геологических и гидродинамических моделей (ГМ и ГДМ). С другой стороны, некоторые из этих залежей разбурены до-

вольно плотной сеткой скважин, охвачены данными 2D и 3D сейсморазведки, что является информационной базой создания таких моделей. Тем не менее для получения адекватных моделей необходимо привлекать и другие виды эмпирической, косвенной и априорной информации. В настоящее время с целью повышения эффективности разработки ведётся бурение горизонтальных скважин (ГС). Но набор алгоритмов, использующих замеры и в ГС при трёхмерном геологическом моделировании, в настоящее время явно недостаточен. В настоящей статье рассмотрен алгоритм создания ГМ и ГДМ для одной из залежей викуловской свиты. В предлагаемой методике, кроме данных по горизонтальным стволам, в качестве априорной информации используется гипотеза о связности коллектора.

В административном отношении изучаемый район находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (рис. 1). Согласно [2], моделируемое месторождение расположено в северной части Красноленинского нефтегазоносного района (НГР) на границе центральной части Красноленинской нефтега-

зононой области (НГО). Месторождение открыто в 1992 г. после опробования первой скважины, где установлена промышленная нефтеносность викуловской свиты. В тектоническом отношении рас-

сматриваемый участок находится на Западно-Сибирской плите, в пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива рифейского геосинклинального комплекса, на северо-западе Красноле-



Рис. 1. Обзорная карта района работ [2]

Fig. 1. Survey map of the area of works [2]

нинского выступа, образовавшегося в период байкальского этапа складчатости, переработанной герцинским тектоногенезом. Данный участок является структурой дейтероорогенного этапа развития в виде выступов-горстов фундамента.

Как видно из рис. 2, аптский бассейн, к которому приурочены продуктивные отложения викуловской свиты, представляет собой обширную переходную область от аллювиально-дельтовой равнины к морскому побережью, на котором довольно широко развиты авандельтовые образования.

Отложения викуловской свиты имеют морской генезис. Породы накапливались за счет приливно-отливной энергии и представлены разнопорядково-ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых разностей. Осадконакопление викуловской свиты проходило в центральной части внутреннего мелководного изолированного бассейна. Осадки нижней части свиты накапливались на этапе регрессивного цикла развития, сменившегося при накоплении верхней части свиты на трансгрессивный [3].

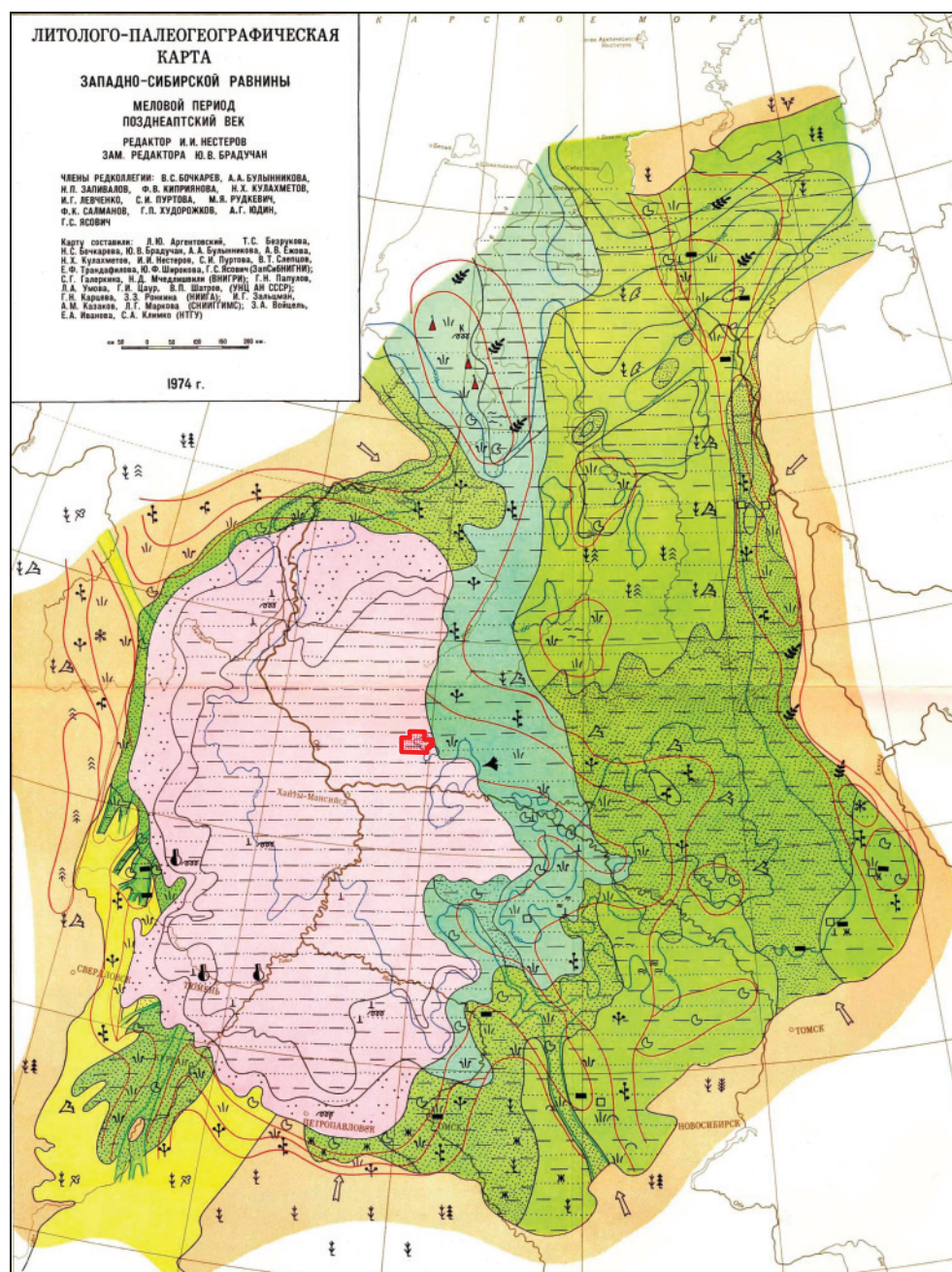


Рис. 2. Литолого-палеогеографическая карта Западно-Сибирской равнины. Меловой период позднеаптский век (под ред. И.И. Нестерова, 1974)

Fig. 2. Lithologic paleogeographic map of the West Siberian Plain. Cretaceous late Aptian century

На рассматриваемом месторождении на момент создания геологической модели пробурено 34 скважины, из них 3 разведочные, 13 поисковых и 18 эксплуатационных (в том числе 8 горизонтальных) скважин, причём расположены они крайне неравномерно. В период создания модели продолжалось разбуривание месторождения несколькими буровыми бригадами в двух участках, данные по этим скважинам постоянно добавлялись в проект и учитывались при построении модели. На всей площади месторождения выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3D.

Детальная корреляция

Для создания 3D ГМ проведён анализ сейсмических исследований, данных ГИС, описания и исследований керна, результатов опробования пласта и др. Одной из первых задач для проведения детальной корреляции отложений является изучение условий и процессов осадконакопления и выделение основных фациальных элементов разреза. Условия седиментации обуславливают закономерности пространственной неоднородности коллекторов пласта и степень их сложности. В пласте ВК₁, согласно проведенному анализу кернового материала, выделено три седиментационных цикла, в которых отражена последовательность перехода осадков дистальных частей фронта дельты в отложения проделты (рис. 3).

Общая корреляция объекта проведена с выделением основных маркирующих горизонтов (кровля и подошва пласта ВК₁, кровля и подошва пласта ВК₂), а затем детальная – с выделением пачек (рис. 4).

Проведение данных границ обусловлено допущением геостатистики, основным инструментом моделирования в рамках данной работы, в связи с

небольшим количеством скважинных данных относительно площади исследования, о стационарности и репрезентативности данных в пределах одного слоя. Выделены следующие маркеры:

1. Пласт ВК₁.
 - а) Кровля ВК₁ (пачка ВК₁^а) – кровля викуловской свиты, соответствует сейсмическому горизонту «М₁». Местоположение кровли маркируется по однонаправленному перегибу диаграмм ПС и ГК в сторону линии чистых глин.
 - б) Кровля ВК₁^б – маркируется по увеличению значений ГК и отклонению ПС к линии глин, в большей части скважин (70 %) пачка сильно заглинизированна, что обусловлено снижением гидродинамической активности среды седиментации для данного трансгрессивного периода.
 - в) Кровля ВК₁^в – положение маркера пачки соответствует перегибу диаграмм ПС и ГК в сторону линии песков. Является первым и наиболее выдержанным циклитом образования трансгрессивного пласта ВК₁, в большей части скважин, что логично, обладает наилучшими ФЕС (зоны ухудшения коллекторских свойств связаны с вторичными изменениями).
2. Подошва пласта ВК₁ – переходная пачка ВК₁². Трансгрессивная переходная глинисто-карбонатная зона. Маркируется по повышению гамма активности и повышению сопротивления, в случае с карбонатизированной частью.
3. Пласт ВК₂.
 - а) Кровля ВК₂ (пачка ВК₂^а) – последний циклит образования пласта ВК₂, частично заглинизирован, вследствие перехода осадконакопления в трансгрессивную фазу.

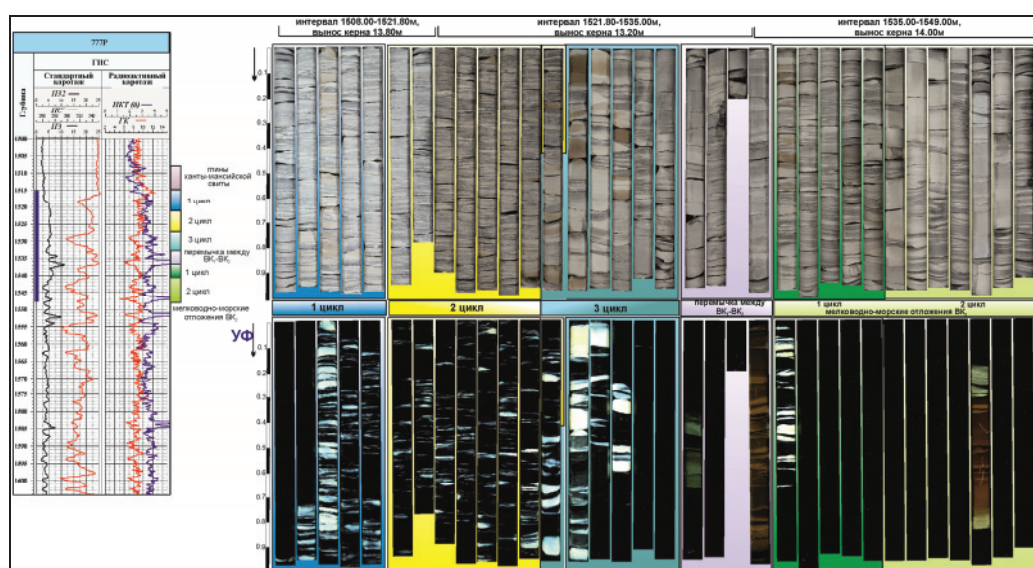


Рис. 3. Выделение седиментационных циклов в отложениях пластов ВК₁, ВК₂ [4]

Fig. 3. Allocation of sedimentation cycles in deposits of VK₁, VK₂ layers

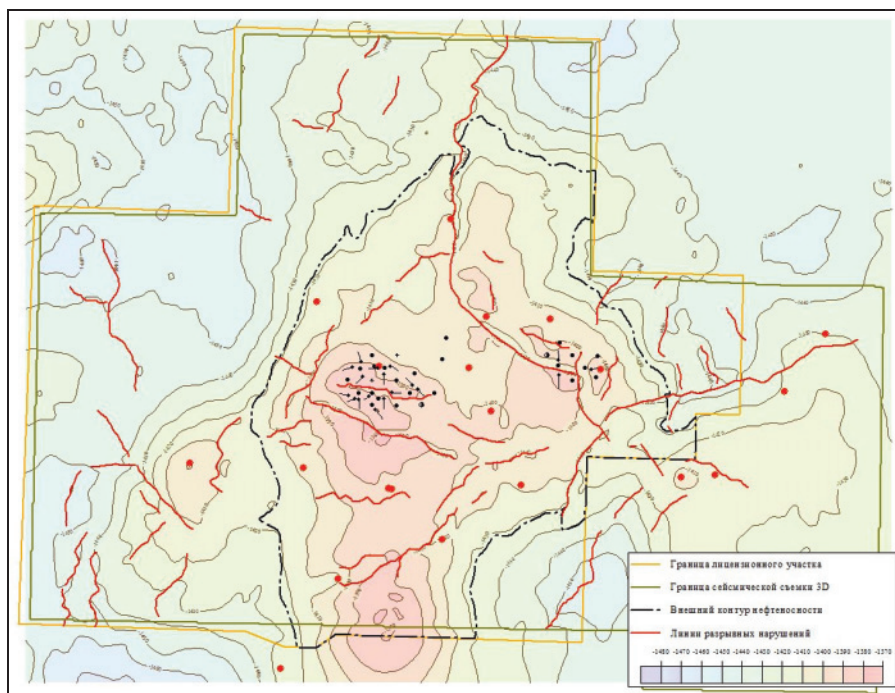


Рис. 6. Структурная карта по кровле пласта VK_1 (авторская модель)

Fig. 6. Structural map on layer VK_1 (author's model)

и, что ещё очень важно, существенной неравномерностью сети скважин на месторождении, построение структурного каркаса модели проведено с учетом анализа неопределенности данных.

Учет геологической неоднородности по всей площади пласта позволяет повысить достоверность прогноза строения пластов в межскважинном пространстве, увеличить точность подсчета запасов в областях, слабо изученных бурением, и более обоснованно подходить к составлению проектного документа для дальнейшего разбуривания месторождения.

Построение структурной карты осуществляется в несколько этапов:

1. Для проведения вариограммного анализа разбуренного участка месторождения полученная по результатам интерпретации сейсмических материалов карта горизонта VK_1 преобразуется в куб абсолютных отметок, при наличии участков, не охарактеризованных сейсмическими данными, проводится интерполяция (за пределами лицензионного участка). Далее для анализа структурных особенностей разбуренной части и построения вариограммы с полученного куба снимаются значения абсолютных отметок в атрибуты скважин.
2. Далее рассчитывается куб расстояний, в котором значение в каждой ячейке есть расстояние до ближайшей скважины. Дальнейшие расчёты ведутся в предположении, что изменчивость тем выше, чем удалённее участок от участка с фактической информацией и чем глубже от дневной поверхности. В соответствии с этим

предположением, получена зависимость изменчивости от удаленности точек с фактической информацией и глубины.

3. Затем проводятся многовариантные (стохастические) расчеты структурной карты кровли с учетом подобранных рангов согласно вариограммному анализу и вариативности отклонений, которые дают набор реализаций с минимальными отличиями в разбуренной зоне, но с различным поведением структуры вне разбуренной части. В конечном итоге по вероятностному подходу отбираются реализации, попавшие в диапазон $P50 \pm 5\%$ (где P – вероятность), и проводится их осреднение (рис. 6).

4. Далее структурная карта строится с использованием в качестве тренда осредненной карты, полученной на предыдущем шаге, и модели разломов, определенных по сейсмическим данным. При этом модель разломов является детерминистической в связи высоким диапазоном неопределенности положения разломов.

Таким образом, удалось уточнить геометрию структурной поверхности на неразбуренных участках месторождения, используя свойства поверхности по разбуренной части. Впоследствии это привело к изменению контуров нефтеносности месторождения и уменьшению геологических запасов залежи.

Литолого-петрофизическое моделирование

В связи с тем, что образование пород происходило в условиях волнового/ штормового побережья, количество и степень отсортированности

песчаного материала контролировалось удаленностью от источника сноса и силой штормовых явлений, поэтому в данной работе отложения пласта ВК₁ рассматриваются как условно монофациальные. На данном участке отсутствуют отложения врезанной долины.

Для воспроизведения адекватной изменчивости пород пласта построение куба литологии проведено комбинированным способом в 2 этапа. На первом этапе создан трендовый куб литологии детерминистическим способом, на втором – итоговый куб литологии одним из стохастических способов – индикаторным методом. В свою очередь, алгоритм создания трендового куба литологии состоит из нескольких шагов: вначале строятся карты общих и эффективных толщин по скважинным данным, которые вычисляются экстраполяцией с учетом изменчивости значений разбуренной части в неразбуренную. По этим картам вычисляется карта коэффициента песчаности. Следующим этапом является создание ГСР и трендового куба литологии по ГСР и карте песчаности. Далее проводится вариограммный анализ, согласно которому на изучаемом объекте установлена зональная анизотропность, что весьма характерно для биотурбированных отложений и отложений с резко изменчивым генезисом, которые не могут быть описаны только геометрической анизотропией [5]. По результатам вариограммного анализа строятся эллипсоиды рангов.

Затем моделируется куб литологии индикаторным методом с учетом 3D тренда и эллипсоидов рангов, полученных на предыдущем шаге [6]. Моделирование «плотного» литотипа проводится по тому же принципу и интерполируется внутри «палеопесчаника», что обусловлено его происхождением. Особенностью построения эллипсоида рангов «плотного» литотипа является то, что эта литологическая разность зачастую распространена спорадически.

Так как породы викуловской свиты не обладают хорошими коллекторскими характеристиками (высокая неоднородность, мелкозернистость осадка), то даже незначительное увеличение количества глинистого материала, увеличение в его составе количества хлорита и гидрослюды приводит к тому, что значения, как пористости, так и проницаемости, резко уменьшаются. Еще одним фактором, существенно ухудшающим ФЕС пород или превращающим породу в неколлектор, является карбонатизация. В отложениях викуловской свиты карбонатный материал присутствует повсеместно. Это или небольшая примесь в цементе, или тонкие невыдержанные слои с карбонатным цементом, или достаточно выдержанные прослои существенно карбонатизированной породы. Выдержанный как в разрезе, так и по латерали прослой приурочен к перемычке между пластами ВК₁ и ВК₂. В пределах пласта ВК₁, как правило, присутствует несколько существенно карбонатизированных или с базальным карбонатным цементом пе-

счано-алевритовых прослоев толщиной от 5–15 см до 1 м. Их протяженность по латерали сложно оценить из-за большого расстояния между разведочными скважинами, можно предположить, что они протягиваются на расстояние от нескольких метров до первых десятков метров.

По керновым данным скважины № 777П сопоставлены эффективные толщины отложений пластов ВК₁ и ВК₂. Наибольшую долю песчано-алевритовых прослоев имеют отложения нижнего цикла пласта ВК₁ и породы пласта ВК₂ – это 62 и 53 % соответственно. В среднем цикле доля песчано-алевритовых пород минимальна и составляет 28 %. Необходимо учитывать высокую неоднородность, характерную для песчано-алевритовых пород викуловского горизонта. Несмотря на то, что песчано-алевритовые прослои составляют более половины разреза верхней части пласта ВК₂, эффективных нефтенасыщенных толщин лишь 2 %.

Для пласта ВК₁ открытая пористость изменяется от 2,0 до 29,5 %, проницаемость изменяется от $0,01 \cdot 10^{-3}$ до $124 \cdot 10^{-3}$ мкм², водоудерживающая способность изменяется в пределах 22–80,3 %. Для коллекторов ВК₁ минимальная K_n составляет 18 %, $K_{np} - 1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; средние значения K_n равны 25 %, $K_{np} - 21,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{во} - 42,6$ %. Для пласта ВК₂ K_n изменяется от 3,3 до 30,5 %, K_{np} изменяется от $0,03 \cdot 10^{-3}$ до $123 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{во}$ изменяется в пределах 26,2–91,8 %. Для коллекторов ВК₂ минимальная K_n составляет 18 %, $K_{np} - 1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средние значения $K_n - 25$ %, $K_{np} - 24,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{во} - 40,7$ %. В пластах ВК₁ и ВК₂ преобладают коллекторы IV класса по классификации А.А. Ханнина, доля пород III класса составляет менее 5 %. Наиболее перспективными с точки зрения наличия коллекторов с качественными характеристиками являются отложения фронта дельты, а именно песчано-алевритовые прослои нижнего цикла пласта ВК₁ и песчано-алевритовые прослои верхней части пласта ВК₂.

В связи с тем, что месторождение характеризуется сложным геологическим строением, малыми эффективными нефтенасыщенными толщинами ($h_{эф}$) с низкими ФЕС (коэффициентами пористости и проницаемости – K_n , K_{np}), разработка данного месторождения эффективна только при преобладающем горизонтальном разбуривании. В связи с малым количеством фактической скважинной информации (количество наклонно-направленных скважин на площади месторождения явно недостаточно для изучения детального геологического строения) и ограниченной вертикальной разрешенностью сейсмических исследований (>10 м) структурные построения обладают высокой степенью неопределенности. Для уточнения структурного каркаса модели необходимо привлекать информацию, полученную с горизонтальных скважин (ГС) на протяжении всего горизонтального участка, что дает дополнительную информацию о наклоне структурной поверхности в межскважинном пространстве.

Для этого предлагаем использовать методику «геостиринга», которая применяется при сопровождении бурения ГС в режиме реального времени, но для уточнения структурной поверхности эта технология используется уже после бурения ГС [7–10]. Методика основана на создании синтетических диаграмм метода ГК одной из ближайших скважин в наиболее схожем участке и сопоставлении с фактическими данными по каротажу. Сравнение между собой фактических и синтетических диаграмм каротажа позволяет спрогнозировать изменение угла наклона структурной поверхности в межскважинном пространстве и наличие разлома. Совпадение соответствующих синтетических и фактических диаграмм означает, что текущая модель адекватно отображает геологический разрез, если же диаграммы различаются существенно, то необходима корректировка структурной поверхности. Таким образом, получается набор точек скорректированной структурной поверхности в межскважинном пространстве, при котором синтетическая и фактическая диаграммы совпадают, полученные таким образом дополнительные точки используются при перестроении структурной модели.

Данная методика впервые опробована на моделируемом месторождении для уточнения структурной поверхности кровли ВК₁ по данным всех горизонтальных скважин. Пример проведения корректировки структурного каркаса модели пласта ВК₁ по одной горизонтальной скважине сопоставлением синтетической и фактической диаграмм ГК представлен на рис. 7.

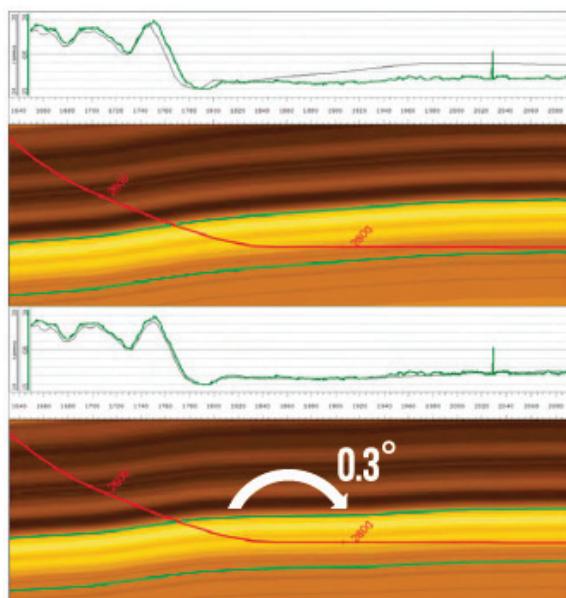


Рис. 7. Сопоставление синтетической и фактической диаграмм ГК (серая линия – синтетическая ГК, зеленая – фактическая ГК)

Fig. 7. Comparison of syntetic and actual charts GK (gray line – syntetic GK, green line – actual GK)

На рисунке видно, как изменение угла наклона структурной поверхности позволило улучшить сходимость диаграмм ГК и УЭС на заданном интервале и получить более точную модель структуры (рис. 8, 9).

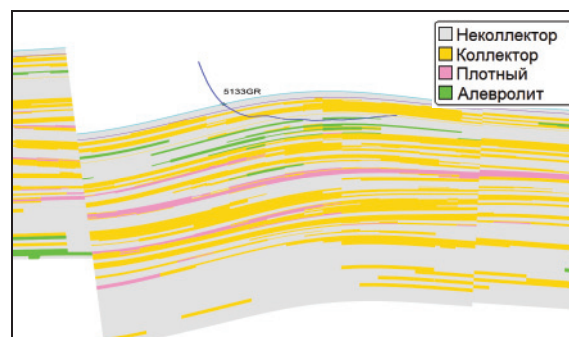


Рис. 8. Структурная модель и куб литологии по объекту ВК до проведения «геостиринга» (учтена только точка входа ГС в пласт)

Fig. 8. Structural model and lithology cube on VK object before geosteering (only the entry point of GS into layer is considered)

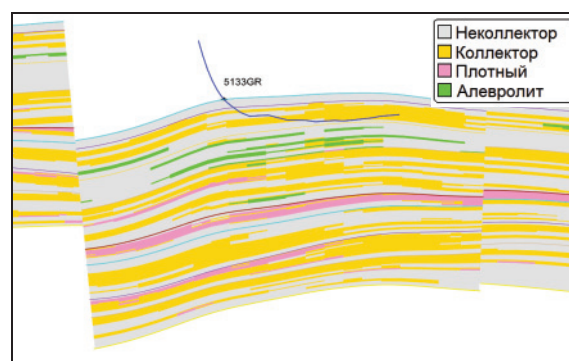


Рис. 9. Скорректированная структурная модель с учетом изменения пласта вдоль всего горизонтального ствола скважины

Fig. 9. Corrected structural model taking into account the change of layer along all horizontal trunk of a well

Таким образом, использование данной технологии позволяет более корректно воспроизвести структуру в межскважинном пространстве в районах горизонтальных скважин. Местоположение горизонтальных стволов соответствует фактическим данным и в данном конкретном случае располагается в коллекторе геологической модели, чего ранее невозможно было добиться путем изменения альтиуды скважины, при этом адаптировалась только часть ствола, а не весь горизонтальный участок.

Для интерполяции фильтрационно-емкостных свойств использован стохастический метод модуля петрофизического моделирования, позволяющий в равной степени учесть скважинные данные и тренды, а также задать преобразования в них. Так, для коэффициента открытой пористости задано нормальное распределение, а для коэффициента проницаемости – логнормальное.

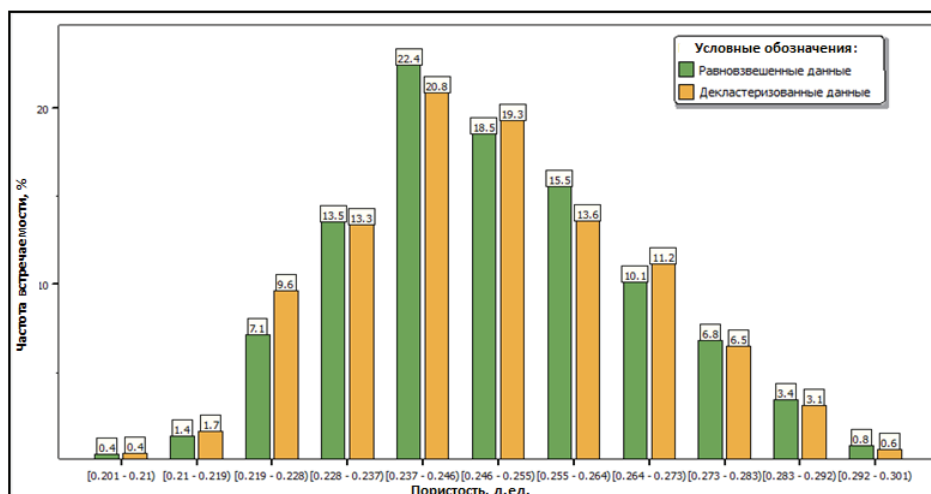


Рис. 10. Гистограммы относительных частот исходных и декластеризованных значений коэффициента открытой пористости

Fig. 10. Histograms of relative frequencies of initial and declustered porosity data

В связи с тем, что большинство скважин пробурено в зонах с улучшенными фильтрационными свойствами, а информация по одиночным разведочным скважинам в зонах с ухудшенными ФЕС оказывает меньшее влияние на интерполяцию свойств в межскважинном пространстве, существует необходимость проведения декластеризации входных данных. Эта процедура преобразует исходную выборку в репрезентативную. После процедуры декластеризации значений коэффициента открытой пористости ($K_{оп}$) максимальные и минимальные значения пористости остаются прежними, а среднее и стандартное отклонения изменяются, что значимо меняет входные параметры для геостатистического распределения (рис. 10). Коэффициент проницаемости рассчитан по регрессионной зависимости от $K_{оп}$.

В качестве тренда для построения куба $K_{оп}$ задан куб, полученный из карт коэффициента пористости для каждого пласта (BK_1 и BK_2), построенных интерполяцией фактической изменчивости.

Анализ связности коллектора для гидродинамического моделирования

Характерной особенностью геологического моделирования является отсутствие возможностей по контролю над характером пространственного изменения геологических свойств, оценки связности коллектора, неоднородностью свойств, хотя данные параметры оказывают существенное влияние на показатели разработки. При построении геологической модели контролируется соответствие модельной и фактической гистограмм распределения параметра литологии, $K_{ин}$, статистические характеристики, при этом практически не контролируется распределение в межскважинном пространстве. Однако пространственное изменение этих значений зачастую не влияет на суммарную величину запасов, можно построить неограниченное количество геологических моделей, имею-

щих идентичные гистограммы частот и несущественно различающиеся значения статистических характеристик, но с практически одинаковыми значениями запасов. Другими словами, задача построения геологической модели, как практически все задачи нефтегазовой геологии, некорректна, то есть имеет бесчисленное множество решений. Поэтому практическое решение задачи построения геологической модели сводится к нахождению решения, согласующегося со всеми эмпирическими разнородными данными, к тому же имеющими разную точность, и геологическими закономерностями моделируемых параметров.

В силу описанных причин, в работе для оценки неопределенности данных в межскважинном пространстве предлагается использовать совместно оценку запасов и критерий связности коллектора. Названный критерий позволяет дополнительно уточнять пространственное изменение коллекторов и ФЕС.

Под связностью коллектора с геометрических позиций в настоящей работе понимается возможность соединения любых двух точек (ячеек 3D-модели) непрерывной линией, все точки которой принадлежат выделенной области коллектора. С позиции гидродинамики это означает, что все части коллектора гидродинамически связны, то есть между любыми двумя точками возможно движение флюида. Коэффициент связности представляет собой отношение объема залежи, где она представлена монолитным нерасчлененным песчаником, к общему объему залежи. Появление низкопроницаемых зон небольшого размера (2–3 ячейки) в 3D-моделях («перемычки») между областями коллекторов значимых размеров в подавляющем большинстве случаев является следствием приближенности геологических моделей. Особенно в тех ситуациях, когда эмпирических данных явно недостаточно, вследствие чего методы интерполяции работают с большой погрешностью. Из сказанного

следует, что необходимо проанализировать модель на предмет наличия перемычек, особенно в тех случаях, когда при дискретизации значения в ячейках отнесены к не коллектору с невысокой долей вероятности, изменить литологическое значение ряда ячеек.

Нижеописанный подход позволяет учесть динамические характеристики объекта при выборе реализации геологической модели. Динамические характеристики рассчитываются с применением концепции линий тока и оценивают гидродинамическую связность резервуара при расчете потока между скважинами [11–22]. Такими характеристиками могут являться: связный поровый объем (суммарный поровый объем, ассоциированный со всеми линиями тока модели), коэффициенты охвата заводнением и извлечения флюида, время прорыва воды и др. В данном методе используется преимущество симуляторов линий тока в скорости расчета, что дает возможность рассчитать большое количество реализаций за приемлемое время. Для ускорения расчетов может быть применена модель однофазного течения флюида. Таким образом, для каждой реализации геологической модели оценивается гидродинамическая связность резервуара, которая используется как дополнительный критерий для ранжирования и выбора реализаций. Такой метод позволяет выбрать различающиеся модели (реализации) не только по величине объема углеводородов, но и по характеристикам фильтрации флюида в пласте. Уточним, что упрощенные гидродинамические расчеты достаточны лишь для оценки гидродинамической связности резервуара, а для определения показателей разработки требуется выполнение полноценного гидродинамического моделирования.

Данная процедура выполняется средствами Workflow, проводится анализ чувствительности

модели при изменении геологических свойств пласта, анализ связности коллектора с учетом модели линий тока и выбор адекватных моделей для дальнейших гидродинамических расчетов. Данный алгоритм заложен в качестве плагина к программному комплексу Petrel. В данной работе приведен реальный пример практического применения плагина на одном из месторождений Западной Сибири.

В геологической модели варьировались следующие параметры:

- Frac1 – доля коллектора с учётом плотной литологической разности в объеме пласта (%), frac11 – доля глины в объеме пласта; RX1, RY1, RZ1 (м) – ранги фаций при моделировании литологических разностей: глина и коллектор в направлениях OX, OY и OZ соответственно,
- Frac2 – доля коллектора в объеме Frac1 (%), frac22 – доля плотной литологической разности в объеме Frac1; RX2, RY2, RZ2 (м) – ранги фаций при моделировании коллектора и плотного коллектора,
- RX3, RY3, RZ3 (м) – ранги изменения коэффициента пористости.

Всего было посчитано 420 реализаций геологической модели пласта + расчет линий тока. Среди рассчитанных реализаций выделяется диапазон вероятности $P10 \pm 10\%$, $P50 \pm 10\%$, $P90 \pm 10\%$ по количеству геологических запасов (поровый объем) и по коэффициенту связности коллектора (рис. 11, прямоугольные области красного, зеленого и синего цветов). Из данных областей выбираются варианты по двум критериям: запасы (поровый объем) и связность с одинаковыми значениями вероятностей: P10, P50, P90. В итоге в процессе кластеризации выбрано 9 моделей для дальнейшего расчета с помощью гидродинамического симулятора.

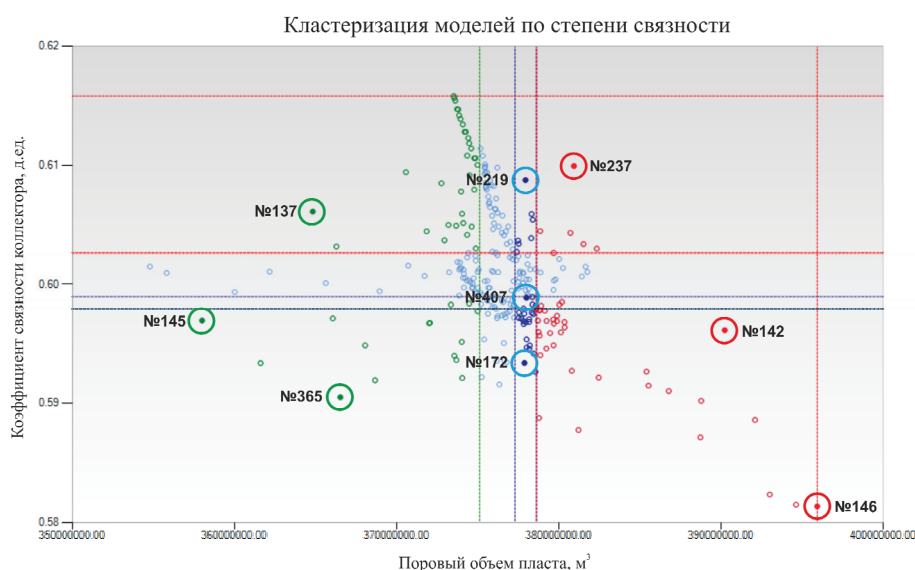


Рис. 11. Декластеризация моделей по связности и запасам (поровый объем)

Fig. 11. Declustering of models on connectivity and stocks

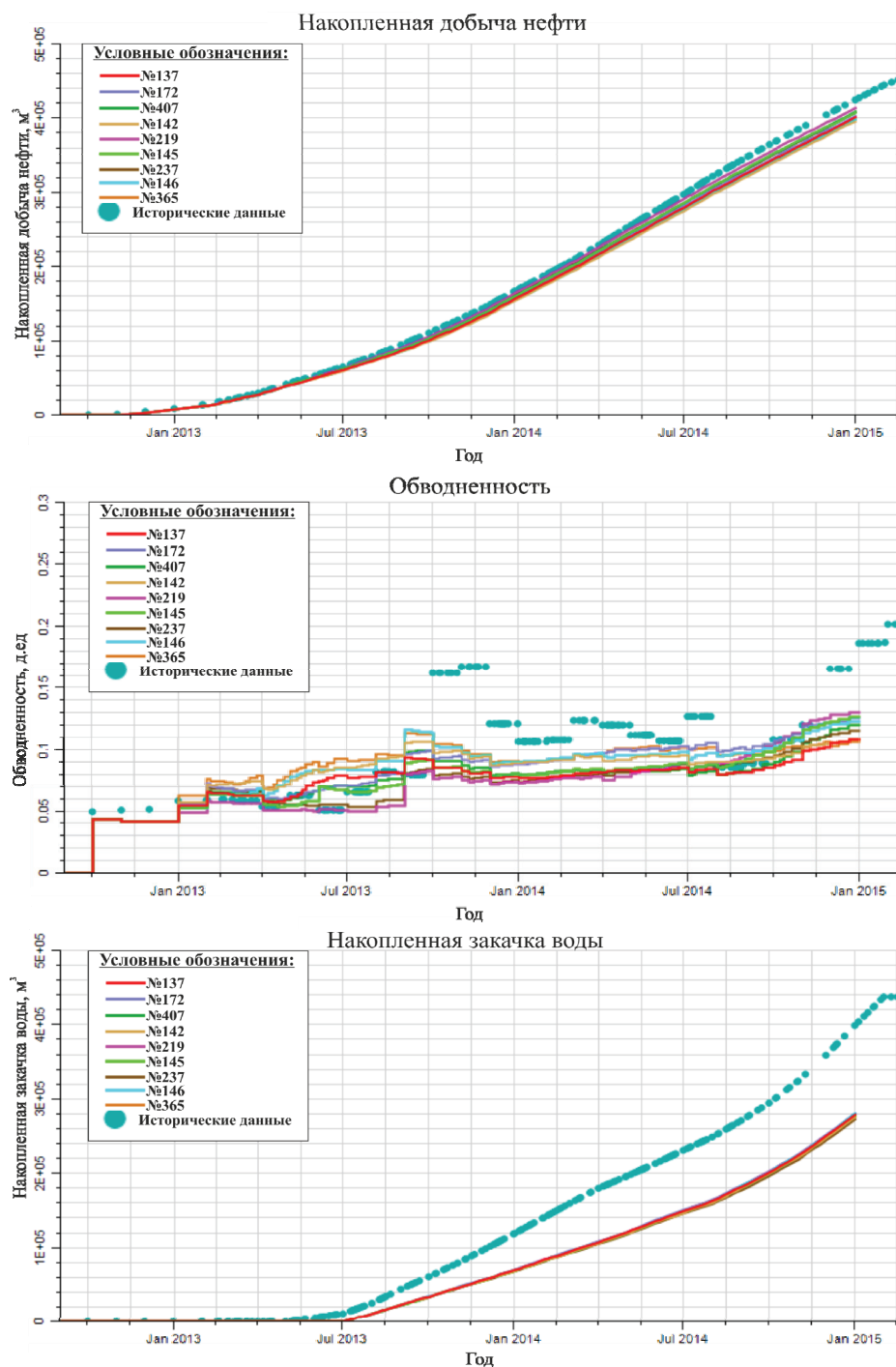


Рис. 12. Результаты гидродинамических расчетов по девяти геологическим моделям

Fig. 12. Results of hydrodynamic calculations for nine geological models

Согласно результатам гидродинамических расчетов девяти реализаций геологической модели в зависимости от степени связности коллектора получена довольно неплохая первоначальная сходимость модельных расчетов с историческими данными (рис. 12).

- Минимальную ошибку имеет реализация 219, которая характеризуется высокой связностью и величиной запасов P50 (табл. 1).
- Минимальные ошибки также имеют варианты (237, 172, 407), характеризующиеся разной связностью при величине запасов ~P50.
- Наиболее точно описывают историю разработки реализации с величиной запасов P50, хоть и с разной величиной связности.
- Исходя из сказанного, реализацию 219 рекомендуется использовать для дальнейшей «тонкой» настройки по истории разработки.

Таблица 1. Абсолютные погрешности геолого-промысловых параметров по девяти представительным геомоделям

Table 1. Absolute errors of geologist and trade parameters on nine presented models

№ варианта Version no.	Добыча нефти, м³ Oil production rate, m³	Накопленная добыча нефти, м³ Cumulative oil production, m³	Обводненность продукции, % Water cut, %	Забойное давление, бар Bottom-hole pressure, bar	Закачка воды, м³ Water injection rate, m³	Добыча воды, м³ Water production rate, m³	Суммарная погрешность Sum error
137	202	41733	4,00	1296	557	138	43930
145	187	36264	4,03	1265	564	138	38422
365	178	37815	3,66	1354	570	122	40041
219	186	32621	4,34	1266	555	152	34784
407	184	35703	4,09	1278	555	137	37861
172	184	35440	3,95	1300	552	123	37603
237	192	34706	4,19	1264	578	145	36891
142	205	46302	3,93	1303	569	128	48515
146	212	45984	4,30	1300	558	137	48195

После адаптации выбранной гидродинамической модели обоснованы точки заложения эксплуатационных скважин. По данным семи пробуренных скважин проведена оценка качества геологических моделей, результаты оценки представлены в табл. 2. Из приведённых данных видно, что среднее отклонение абсолютных отметок кровли пласта по модели от фактических результатов по авторской модели составляет 1,6 м, а по предыдущей – 4,1 м, среднее отклонение эффективных

нефтенасыщенных толщин по авторской модели равно 0,7 м, по предыдущей – 4,1 м, причём в скв. 5675 отклонение $h_{эфф}$ составляет 11,1 м. Последнее число говорит о наличии грубых погрешностей в предыдущей модели. В целом данные табл. 2 говорят о достаточно хорошей прогнозной способности авторской модели.

Выводы

В целом из изложенного следует, что использование предложенного подхода дает возможность более эффективно и согласованно оценивать неопределенности разной природы, использовать широкий комплекс данных и критериев при создании геологических моделей, что значимо повышает их точность, а значит, снижает риски и повышает технологические показатели разработки месторождения. И что не менее важно, время на адаптацию гидродинамической модели снижается в 3–5 раз.

Таким образом, разработана методика построения структурной модели с учетом анализа неопределенности входных данных. Эта методика особенно актуальна для месторождений с низкой степенью изученности и/или существенной неравномерностью сети наблюдений. Методика построения геологической модели также позволяет учитывать связность коллектора в межскважинном пространстве и данные по горизонтальным скважинам. Окончательный выбор наиболее вероятной и адекватной модели для гидродинамического моделирования проводится по суммарной погрешности ряда геолого-промысловых параметров.

Таблица 2. Сопоставление данных по новым скважинам и по геологическим моделям

Table 2. Comparison of the data on well-drilling and geological model

Скважина Well	Первоначальная модель Initial model			Авторская модель Author's model						Фактические результаты Actual results			
	А.о. кровли, м Roof a.m., m	А.о. коллектора, м Collector a.m., m	Δ а.о. кровли пласта (модуль), м Roof Δ a.m., m	А.о. коллектора (модуль), м Collector a.m., m	А.о. кровли, м Roof a.m., m	А.о. коллектора, м Collector a.m., m	Нэф. нн, м Hef. nn, m	Δ а.о. кровли (модуль), м Roof Δ a.m., m	А.о. коллектора (модуль), м Collector a.m., m	Δ Нэф. нн, м Hef. nn, m	А.о. кровли, м Roof a.m., m	А.о. коллектора, м Collector a.m., m	Нэф. нн, м Hef. nn, m
5684	-1398,0	-1398,0	2,0	0,1	-1398,0	-1400,0	4,7	2,0	1,9	0,4	-1396,0	-1398,1	5,1
5609	-1395,6	-1397,3	4,2	4,6	-1399,0	-1401,4	7,9	0,8	0,5	1,9	-1399,8	-1401,9	6,0
5611	-1401,6	-1403,0	5,4	4,8	-1398,2	-1399,4	6,4	2,0	1,2	2,3	-1396,2	-1398,2	8,7
5675	-1396,0	-1403,0	6,6	11,1	-1390,8	-1392,3	5,2	1,4	0,4	0,1	-1389,4	-1391,9	5,1
5727	-1393,6	-1395,0	3,9	4,6	-1397,0	-1399,5	6,7	0,5	0,1	0,1	-1397,5	-1399,6	6,6
5700	-1394,0	-1396,0	4,8	5,0	-1392,3	-1393,6	5,5	3,1	2,6	0,2	-1389,2	-1391,0	5,3
5707	-1381,6	-1383,6	1,6	1,2	-1381,6	-1383,6	9,0	1,6	1,2	0,1	-1380,0	-1382,4	8,9
Среднее отклонение по модулю, м Average deviation, m			4,1	4,5	Среднее отклонение по модулю, м Average deviation, m			1,6	1,1	0,7	–	–	–

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Карагодин Ю.Н. Нефть и газ викуловской свиты // Наука в Сибири. – 2008. – № 41. – С. 10–13.
2. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / под ред. Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой и др. – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаука-Сервис», 2004. – 148 с.
3. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, Э.О. Амон, Ю.Н. Федоров и др. / под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2011. – 325 с.
4. Технологическая схема опытно-промышленной разработки нефтяного месторождения. – Тюмень, 2014. – 337 с.
5. Александров В.М., Казанская Д.А., Белкина В.А. Особенности геологического строения темпеститов в отложениях викуловской свиты // Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 10–15.
6. 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.
7. Куваев И., Уваров И., Пайразян К. ПО Геонавигации. Современные подходы к оптимизации горизонтального бурения // Oil & Gas Journal Russia. – 2016. – № 06. – С. 48–52.
8. Воробьев В.С., Петров А.Н. Использование горизонтальных скважин при построении геологических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 12. – С. 24–32.
9. Кульчицкий В.В. Геонавигация горизонтальных скважин и геореакторов на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 3. – С. 8–12.
10. Геонавигация скважин / В.В. Кульчицкий, Г.А. Григашкин, А.С. Ларионов, А.В. Щебаев. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
11. Incorporating Uncertainties in Well-Count Optimization with Experimental Design for the Deepwater Agbami Field / G.M. Narahara, J.J. Spokes, D.D. Brennan et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, September 26–29, 2004. – Paper SPE 91012.
12. Idrobo E.A., Choudhary M.K., Datta G.A. Swept Volume Calculations and Ranking of Geostatistical Reservoir Models Using Streamline Simulation // SPE/AAPG Western Regional Meeting. – Long Beach, California, USA, June 1–23, 2000. – Paper SPE 62557.
13. Statistical Ranking of Stochastic Geomodels Using Streamline Simulation: a Field Application / J.R. Gilman, Hai-Zui Meng, M. J. Uland et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, TX, September 29 – October 02, 2002. – Paper SPE 77374.
14. Saad N., Maroongroge V. Ranking Geostatistical Models Using Tracer Production Data // SPE European 3-D Reservoir Modeling Conference. – Stavanger, Norway, April 16–17, 1996. – Paper SPE 35494.
15. Schlumberger GeoQuest. FrontSim Technical Description. 2016.
16. Гармаш В.А. Использование динамических характеристик при выборе представительных реализаций геологической модели // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 110–111.
17. Akhill Datta-Gupta, Michael J. King. Streamline simulation: Theory and Practice. – USA: Society of Petroleum Engineers, 2007. – 404 p.
18. Shook G.M., Mitchell K.M. A Robust measure of heterogeneity for ranking earth models: The F-PHI curve and Dynamic Lorentz Coefficient // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, October 4–7, 2009. – Paper SPE 124625.
19. Reservoir modeling and simulation of the Lajas Formation outcrops (Argentina) to constrain tidal reservoirs of the Halten Terrace (Norway) / I. Brandsaeter et al. // Petroleum Geoscience. – 2005. – V. 11. – P. 37–46.
20. Ranking and upscaling of geostatistical models by use of streamline simulation: a field case study / H. Ates, A. Bahar, S. Salem, M. Charfeddine, M.G. Kelkar // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2005. – № 8. – P. 22–32.
21. Utilization of the GRM (Geological Representative Models) to integrate different types of uncertainties in the decision making process / M.A. Silveira, A.P. Araujo Costa, G.J. Zamora // EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. – Amsterdam, the Netherlands, June 8–11, 2009. – Paper SPE 120924.
22. Statistical ranking of stochastic geomodels using streamline simulation: a field application / J. Gilman et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, September 29 – October 2, 2002. – Paper SPE 77374.

Поступила 26.12.2017 г.

Информация об авторах

Боженюк Н.Н., аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.

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

Стрекалов А.В., доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.

UDC 553.26.036(571.1212)

GEOLOGICAL MODEL OF THE VIKULOVSKAYA SUIT DEPOSITS, INCLUDING ANALYSIS OF A MANIFOLD CONNECTIVITY AND THE DATA ON HORIZONTAL WELLS

Nadezhda N. Bozhenyuk¹,

bojenuk_nn@mail.ru

Valentina A. Belkina¹,

belkina@tsogu.ru

Aleksandr V. Strekalov¹,

hydrasym@mail.ru

¹ Tyumen Industrial University,
70, Melnikaite Avenue, Tyumen, 625000, Russia.

Relevance. Deposits of the Vikulovskaya suite of Krasnoleninsky uplift have high productivity and complex geological structure. In addition, a large number of deposits are drilled with a rare and often irregular well network. In consequence of that there is significant deficit of empirical data for adequate 3D geological and simulation modeling.

The aim of the research is to develop a methodology for 3D geological modeling, which considers irregularity of measurements, connectivity of reservoir and horizontal wells' data. This methodology helps greatly increase accuracy of geological model and decrease amount of iterations of simulation model.

Methods: analysis of rocks lithological composition, division of accumulation cycles into cyclites by lithological characteristics, adaptation of results of semivariogram analysis into undrilled areas by the data of the drilled ones, geosteering by horizontal wells, criterions of reservoir connectivity and 3D geological and simulation modeling.

Results. Three cyclites in VK₁ and VK₂ reservoirs were determined by the results of core analysis. This allows making detail correlation with determinations of three layers in each several reservoirs. Parameters of semivariogram which were obtained in the areas with high density of measurements and seismic data, as well as the data on horizontal wells give the reason to update structural framework, lithology, reservoir properties and saturation in 3D geological model. The above listed models gave high correlation with the original data. The increased accuracy of geological models allowed decreasing computation complexity of simulation modeling.

Key words:

Oil and gas geology, deposit, layer, three-dimensional geological model, manifold connectivity, geosteering, uncertainty.

REFERENCES

1. Karagodin Yu.N. Neft i gaz vikulovskoy svity [Oil and gas of the vikulovskaya suit]. *Nauka v Sibiri*, 2008, no. 41, pp. 10–13.
2. Afatellov E.A., Volkov V.A., Goncharova V.N. *Atlas «Geologiya i neftegazonosnost Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga»* [Geology and oil-and-gas content of Khanty-Mansi Autonomous Okrug]. Ekaterinburg, IzdatNaukaServis Publ., 2004. 148 p.
3. Alekseev V.P. *Sostav, stroenie i usloviya formirovaniya kollektorov gruppy VK vostochnoy chasti Krasnoleninskogo neftyanogo mestorozhdeniya* (Zapadnaya Sibir) [Composition, structure and conditions of formation of collectors of the VK group in the east part of the Krasnoleninsky oil field (Western Siberia)]. Ekaterinburg, UGGU Publ., 2011. 325 p.
4. *Tehnologicheskaya skhema opytno-promyshlennoy razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya* [Technological scheme of trial development of the oil field]. Tyumen, 2014. 337 p.
5. Aleksandrov V.M., Kazanskaya D.A., Belkina V.A. Features of the geological structure of tempest in vikulovskie suite sediments. *Oil and gas*, 2015, no. 5, pp. 10–15. In Rus.
6. Belozero B.V., Butorin A.V., Gerasimenko P.N., Zhuravleva E.V., Faizov R.Z. *Prakticheskie soveti po 3D geologicheskoy modelirovaniyu* [Practical advice on 3D geological modeling]. St-Petersburg, Gazprom-neft NTC Publ., 2015. 354 p.
7. Kuvaev I., Uvarov I., Pairazyan K. Geosteering software package. *Oil & Gas Journal Russia*, 2016, no. 06, pp. 48–52. In Rus.
8. Vorobiev V.S., Petrov A.N. Use of horizontal wells at creation of geological models. *Geology, geophysics and development of oil and gas field*, 2017, no. 12, pp. 24–32. In Rus.
9. Kulchitsky V.V. Geo-steering of the horizontal wells and georeactors on field of the Western Siberia. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2015, no. 03, pp. 8–12. In Rus.
10. Kulchitsky V.V., Grigashkin G.A., Larionov A.S., Schebatov A.V. *Geonavigatsiya skvazhin* [Geo-steering of the wells]. Moscow, MAKS Press, 2008. 312 p.
11. Narahara G.M., Spokes J.J., Brennan D.D. Incorporating Uncertainties in Well-Count Optimization with Experimental Design for the Deepwater Agbami Field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, September 26–29, 2004. Paper SPE 91012.
12. Idrobo E.A., Choudhary M.K., Datta G.A. Swept Volume Calculations and Ranking of Geostatistical Reservoir Models Using Stream-line Simulation. *SPE/AAPG Western Regional Meeting*. Long Beach, California, USA, June 19–23, 2000. Paper SPE 62557.
13. Gilman J.R., Hai-Zui Meng, Uland M.J. Statistical Ranking of Stochastic Geomodels Using Streamline Simulation: a Field Application. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, TX, September 29 – October 02, 2002. Paper SPE 77374.
14. Saad N., Maroongroge V. Ranking Geostatistical Models Using Tracer Production Data. *SPE European 3-D Reservoir Modeling Conference*. Stavanger, Norway, April 16–17, 1996. Paper SPE 35494.
15. *Schlumberger GeoQuest*. FrontSim Technical Description. 2016.
16. Garmash V.A. Ispolzovanie dinamicheskikh kharakteristik pri vybere predstavitelnykh realizatsii geologicheskoy modeli [Use of dynamic characteristics when selecting representative realization of geological model]. *Oil-industry*, 2014, no. 12, pp. 110–111.
17. Akhill Datta-Gupta, King M.J. *Streamline simulation: Theory and Practice*. USA, Society of Petroleum Engineers, 2007. 404 p.
18. Shook G.M., Mitchell K.M. A robust measure of heterogeneity for ranking earth models: the F-PHI curve and Dynamic Lorentz Coefficient. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, October 4–7, 2009. Paper SPE 124625.

19. Brandsaeter I. Reservoir modeling and simulation of the Lajas Formation outcrops (Argentina) to constrain tidal reservoirs of the Halten Terrace (Norway). *Petroleum Geoscience*, 2005, vol. 11, pp. 37–46.
20. Ates H., Bahar A., Salem S., Charfeddine M., Kelkar M.G. Ranking and upscaling of geostatistical models by use of streamline simulation: a field case study. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2005, no. 8, pp. 22–32.
21. Silveira M.A., Araujo Costa A.P., Zamora G.J. Utilization of the GRM (Geological Representative Models) to integrate different types of uncertainties in the decision making process. *EURO-PEC/EAGE Conference and Exhibition*. Amsterdam, the Netherlands, June 8–11, 2009. Paper SPE 120924,
22. Gilman J. Statistical ranking of stochastic geomodels using streamline simulation: a field application. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, September 29 – October 2, 2002. Paper SPE 77374.

Received: 26 December 2017.

Information about the authors

Nadezhda N. Bozhenyuk, postgraduate, Tyumen Industrial University.

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

Aleksandr V. Strekalov, Dr. Sc., professor, Tyumen Industrial University.