

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.13-31>

УДК 553.98.04(571.1)

Опыт геологического моделирования пласта АС месторождения Нефтеюганского района. Вариативность оценок запасов нефти в зависимости от входных данных

¹Осипенко Ю.С., ²Колычева О.А., ¹Буякина И.В., ¹Смирнова Е.В.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «Новатек НТЦ», Тюмень, Россия

Experience of geological modeling of AS reservoir in the Nefteyugansk region. Variability of oil reserve estimates depending on input data

¹Yu.S. Osipenko, ²O.A. Kolycheva, ¹I.V. Buyakina, ¹E.V. Smirnova

¹LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

²LLC «Novatek STC», Tyumen, Russia

E-mail: YSOsipenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассматриваются методические подходы моделирования пластов с континентальным генезисом. В результате исследования выявлено, что построение максимально достоверной геологической модели залежи углеводородов напрямую зависит от качества входных данных, их объема и полноты. На примере одного из месторождений Нефтеюганского района показано влияние на оценку запасов нефти априорных данных, связанных с распространением продуктивных коллекторов в плане и разрезе в межскважинном пространстве.

Ключевые слова: трехмерное геологическое моделирование, континентальные отложения, сейсмогеологическая интерпретация, динамический атрибут, русловые системы, литологически ограниченная залежь, куб, вероятности, куб литологии

Для цитирования: Осипенко Ю.С., Колычева О.А., Буякина И.В., Смирнова Е.В. Опыт геологического моделирования пласта АС месторождения Нефтеюганского района. Вариативность оценок запасов нефти в зависимости от входных данных//Нефтяная провинция.-2021.-№3(27).-С.13-31. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.13-31>

Abstract. The paper considers methodological approaches to modeling of reservoirs with continuous genesis. The study reveals that construction of the most reliable reservoir geological model depends directly on the amount, quality and completeness of input data. The

example of one of the fields in the Nefteyugansk region is presented to demonstrate the influence of a priori data associated with vertical and horizontal distribution of productive reservoirs in the interwell space on oil reserves estimates.

Fey words: *three-dimensional geological modeling, continental sediments, seismic and geological interpretation, dynamic attribute, channel systems, lithologically screened accumulation, cube, probabilities, lithology cube*

For citation: Yu.S. Osipenko, O.A. Kolycheva, I.V. Buyakina, E.V. Smirnova Opyt geologicheskogo modelirovaniya plasta AS mestorozhdeniya Neftejuganskogo rajona. Variativnost' ocenok zapasov nefti v zavisimosti ot vhodnyh dannyh [Experience of geological modeling of AS reservoir in the Nefteyugansk region. Variability of oil reserve estimates depending on input data]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(27), 2021. pp. 13-31. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.13-31> (in Russian)

Методическими подходами геологического моделирования пластов с континентальным генезисом занималось большое количество ученых, лучшие наработки изложены в методических рекомендациях по построению трехмерных геологических моделей, существует множество статей на эту тему. Тем не менее, по-прежнему построение максимально достоверной геологической модели залежи углеводородов напрямую зависит от качества входных данных и от объема и полноты этих данных. Нехватка или уменьшение набора априорных данных и даже уменьшение полигона моделирования влечет за собой увеличение неопределенностей, в основном связанных с воспроизведением распространения продуктивных коллекторов в плане и разрезе и определением контура залежи углеводородов. Это, в свою очередь, может отрицательно сказаться на планировании геолого-разведочных работ и проектировании разработки залежи, а так же на количественной оценке геологических запасов. Целью работы является не только восстановление картины осадконакопления и геометризация ловушек структурно-литологического типа, но и сравнительный анализ геологических моделей одной залежи, рассчитанных на основе разного набора априорной информации. Исследуемый пласт АС₇ является типичным примером континентальных отложений распространенных в России, с которыми ассоциируется множество залежей нефти и газа, что делает полученный опыт актуальным для других аналогичных залежей.

Для решения задач использовался пакет трехмерного геологического моделирования, который позволяет учитывать данные ГИС, керны и сейсмических атрибутов. В данной статье разные подходы трехмерного моделирования рассматриваются как способы воспроизведения внутреннего строения резервуара в межскважинном пространстве.

До 2018 г. на исследуемой территории в пределах двух соседних лицензионных участков располагалось два нефтяных месторождения. Комплексный анализ накопленных геолого-геофизических материалов показал слияние двух месторождений в разрезе ачимовских отложений. В связи с объединением месторождений по данному району впервые в 2019 г. построена трехмерная геологическая модель в едином структурном каркасе от юрских пластов до верхних пластов неокома. Строение залежей, находящихся на стыке разных лицензионных участков, в результате объединения месторождений претерпело существенное изменение.

Изученность на месторождении неравномерна по площади. На востоке, в районе залежей основных объектов разработки (пласты группы БС) участок характеризуется высокой разбуренностью, большим объемом исследований керна и ГИС. На западе, изученность слабая, плотность скважин, в основном разведочных, составляет 0,03 скв./км², комплекс ГИС стандартный, керн по исследуемому пласту АС отобран лишь в одной скважине. На обоих лицензионных участках проведены 3Д сейсморазведочные работы. Основной ресурсный потенциал месторождения связан со среднеюрскими отложениями пластов Ю2-Ю4, меловыми (неокомскими) отложениями ачимовской толщи (БС7(1)ач, БС7(2)ач и БС10ач), шельфовой части пластов БС6(1)-БС7(2), являющихся основными объектами разработки. К малоизученным, но перспективным объектам относятся резервуары группы пластов АС черкашинской свиты.

В региональном плане черкашинская свита представлена терригенными отложениями континентального генезиса верхнемелового комплек-

са, средней мощностью порядка 250 м. Литологически отложения свиты представлены сложным незакономерным переслаиванием и чередованием серых и зелёно-серых песчаников, алевролитов и комковатых глин.

Опыт изучения пластов АС4-АС12 Широкого Приобья свидетельствует о том, что наиболее значительными областями накопления осадочного материала являются аллювиальные равнины. Аккумуляция осадков происходит в пределах отрицательных форм рельефа, максимально интенсивно вблизи активных русел рек. Различные типы понижений рельефа определяют природу осадков и в целом их пестрый состав. На суше более контрастно выражены изменения климата и его влияние на осадконакопление (Рис. 1).

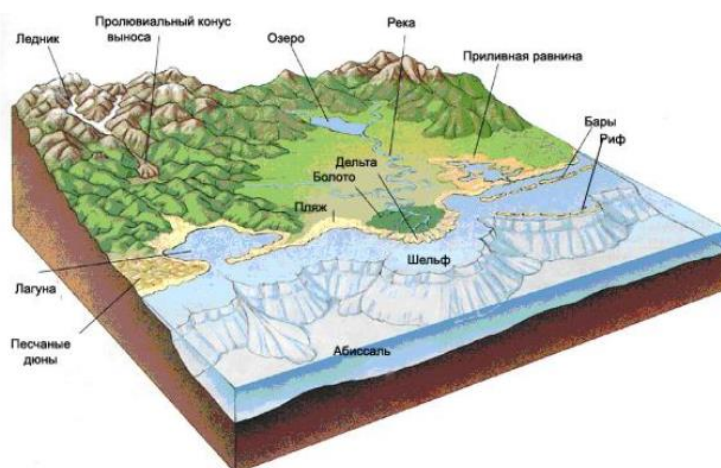


Рис. 1. Зоны осадконакопления на суше и в море
(источник: [Chegg.com/book/Наука о земле](http://Chegg.com/book/Наука_о_земле))

Проблема прогноза коллекторских свойств пластов, сформировавшихся в континентальных условиях седиментации, в настоящее время является актуальной, так как не имеет однозначного решения.

Свойства геологических объектов типа палеоканалов, русел древних рек, представляющие интерес с точки зрения наличия продуктивного коллектора, не имеют четкого соответствия с их параметрами в волновом поле. Они могут проявляться как в виде локального повышения амплитуды отраженной волны, так и могут соответствовать зонам интерференции, снижения частоты и амплитуды сигнала. Неоднозначность динамической

интерпретации сейсмических материалов уменьшается при комплексном подходе к решению обратной задачи.

Континентальная обстановка осадконакопления пластов группы АС обусловила формирование литологически ограниченных залежей, сложную конфигурацию зон глинизации, изменчивую расчлененность разреза и невыдержанность общих и эффективных толщин. По материалам испытаний и ГИС в разрезе пласта одних скважин выделяются нефтенасыщенные пропластки расположенные на гипсометрических отметках ниже водоносных пропластков того же пласта вскрытых другими скважинами. Что свидетельствует об отсутствии гидродинамической связанности между пропластками.

На рис. 2 приведена схема обоснования ВНК с результатами испытания. Так как структурное поднятие имеет слабо выраженный, нерасчлененный рельеф, что подтверждается структурными построениями по сейсмическим данным, то можно сделать предположение о том, что в разрезе присутствуют литологические барьеры.

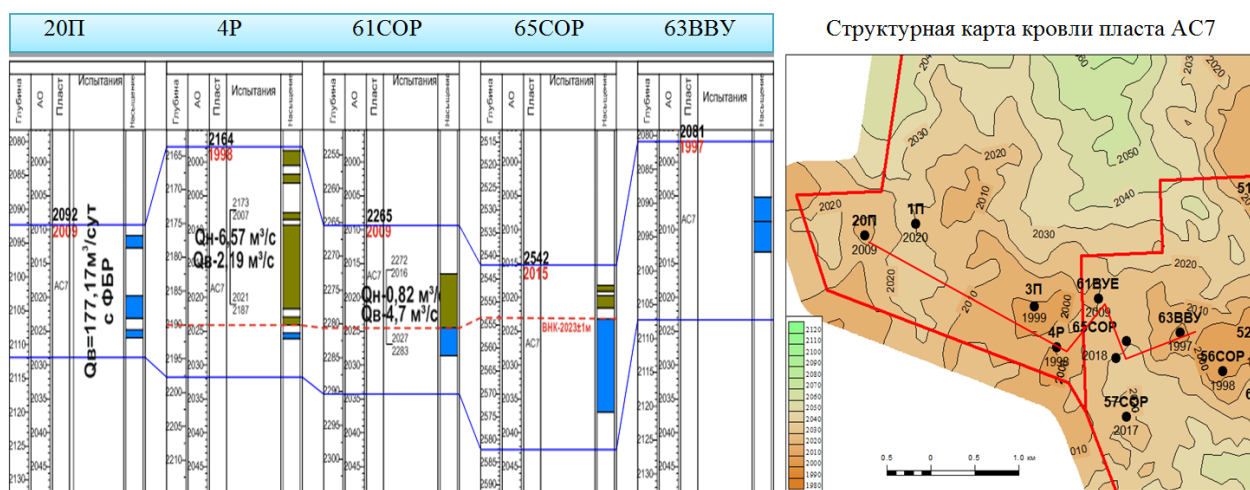


Рис. 2. Схема обоснования ВНК

Оконтурить залежь путем простого пересечения карт по кровле коллектора и поверхности ВНК можно лишь в юго-восточной части, где отмечается погружение структуры (скв. 65СОР ВНК 2024м).

В то же время, точность структурных построений по кровле АС₇ составила $\pm 7,5$ м. Что в свою очередь добавляет неоднозначности в геологическую модель и приводит к тому, что геолог принимает субъективное решение - провести ручную модификацию структурной поверхности исследуемого пласта (в пределах погрешности) в зонах резкого изменения уровней флюидных контактов для оконтуривания залежи.

На стадии геолого-разведочных работ в пределах месторождения по пластам черкашинской свиты проведена сейсмогеологическая интерпретация с получением карт динамических атрибутов, которые в дальнейшем детально анализировались совместно с картами общих и эффективных толщин, картами песчанистости, а также фациальными картами.

Анализ характеристик волнового сейсмического поля в комплексе с данными ГИС, керна, опробований позволил выявить объекты типа «палеорусло» в интервале залегания пласта АС₇. Латеральное распределение песчаных тел, накопившихся в условиях аллювиальной равнины, наилучшим образом видно на карте динамического атрибута «*Ratio*» (Рис. 3). Параметр «*Ratio*» по своему физическому смыслу дает представление о литологических изменениях. Используется для поиска изменений литологических границ и определения положения русел.

Крупная речная долина, приуроченная к черкашинской свите, имеет направление с юго-востока на северо-запад. На севере месторождения преобладают в основном меандрирующие русла, на юге речная система напоминает ветвящиеся системы рукавов, перекрывающие друг друга (Рис. 3) [2].

Подтверждение развития русловых систем находит свое отражение на сейсмических материалах. На временных разрезах, в районе скважин 52СОР и 56СОР, выделяется объект типа «русло». Ниже горизонта АС₇ наблюдается запись волнового поля линзообразно-вогнутой формы, с четко выраженными бортами руслового отложения (Рис. 4).

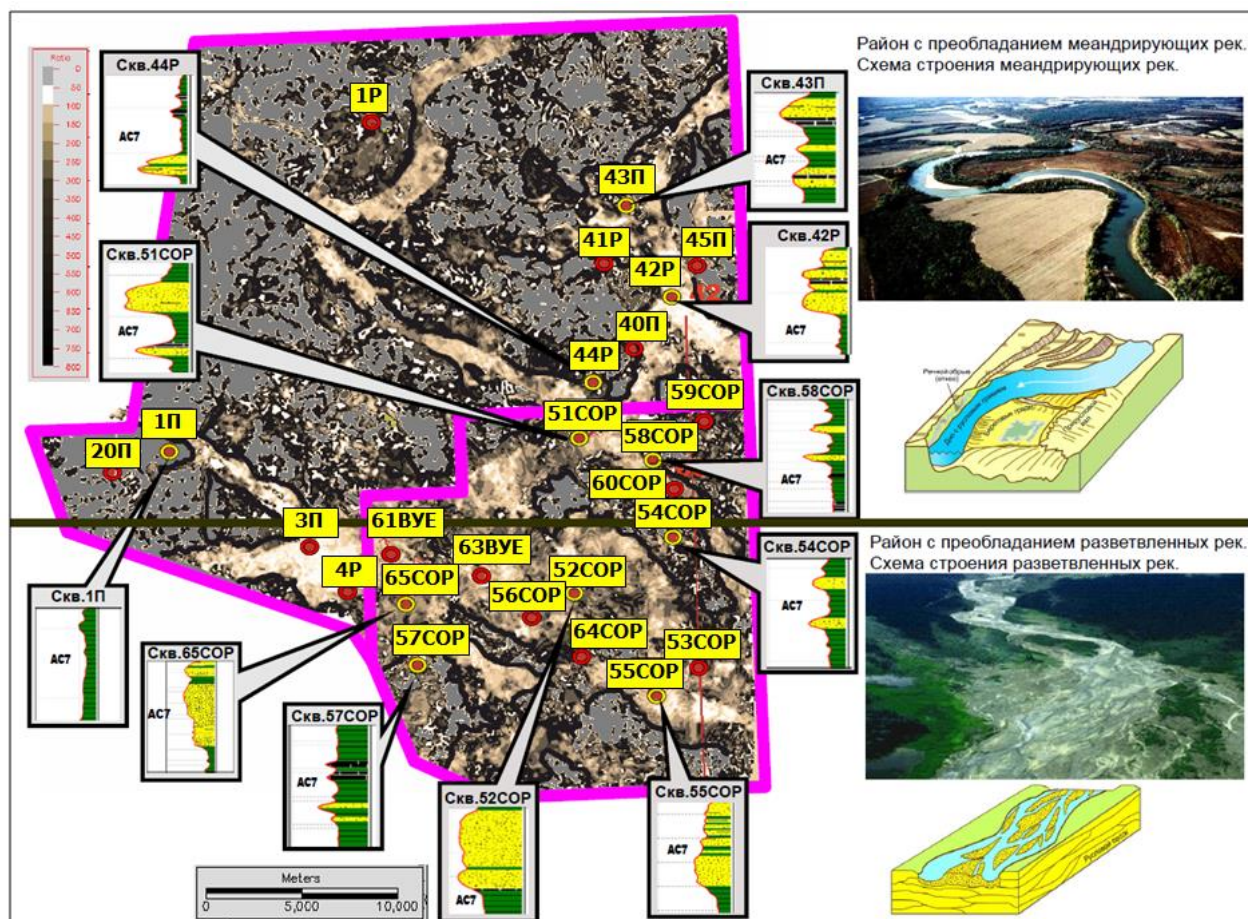


Рис. 3. Сейсмический образ речной системы в интервале залегания пласта АС₇ (динамический атрибут «Ratio»)

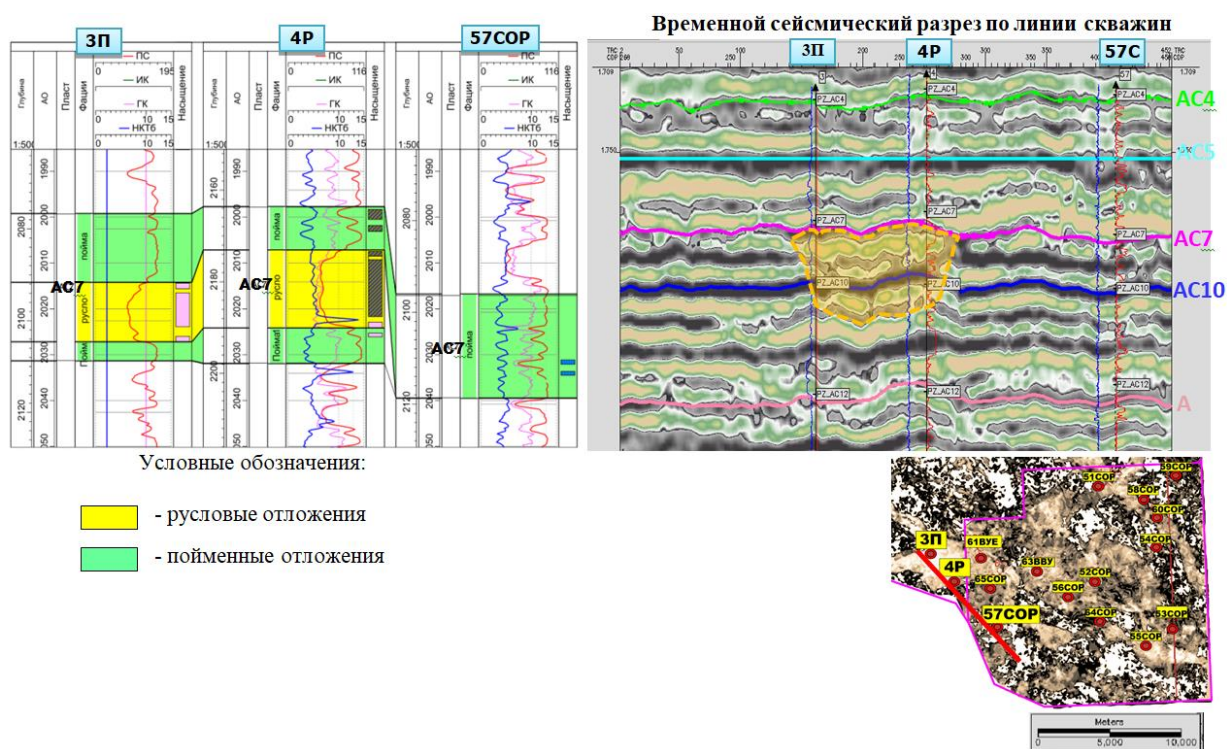


Рис. 4. Фрагмент временного сейсмического разреза. Схема корреляции по скважинам

Пласт АС₇ характеризуется изменчивой мощностью от 19 м (скв. 20П) до 34 м (скв. 4Р) с зонами разобщения коллектора. Эффективная толщина колеблется от 2 м (скв. 57 СОР) до 22 м (скв. 205) и в среднем составляет 12 м. В скважине 4Р по интерпретации ГИС выделен мощный коллектор толщиной 18 м.

По материалам геофизических исследований скважин в разрезе пласта отмечается блочная форма кривой ПС и ГК (скв. 3П, 4Р, 42П, 55СОР, 65СОР), а керновые данные диагностируют характеристики отложений русел - циклично построенный разрез, где снизу вверх русловые фации (от наиболее грубозернистых к тонкозернистым) сменяются пойменными (скв. 65СОР). На рис. 5 представлена геолого-геофизическая характеристика отложений пласта АС₇ (авторы: Малиновская А.А., Ахметова Л.Ф.)

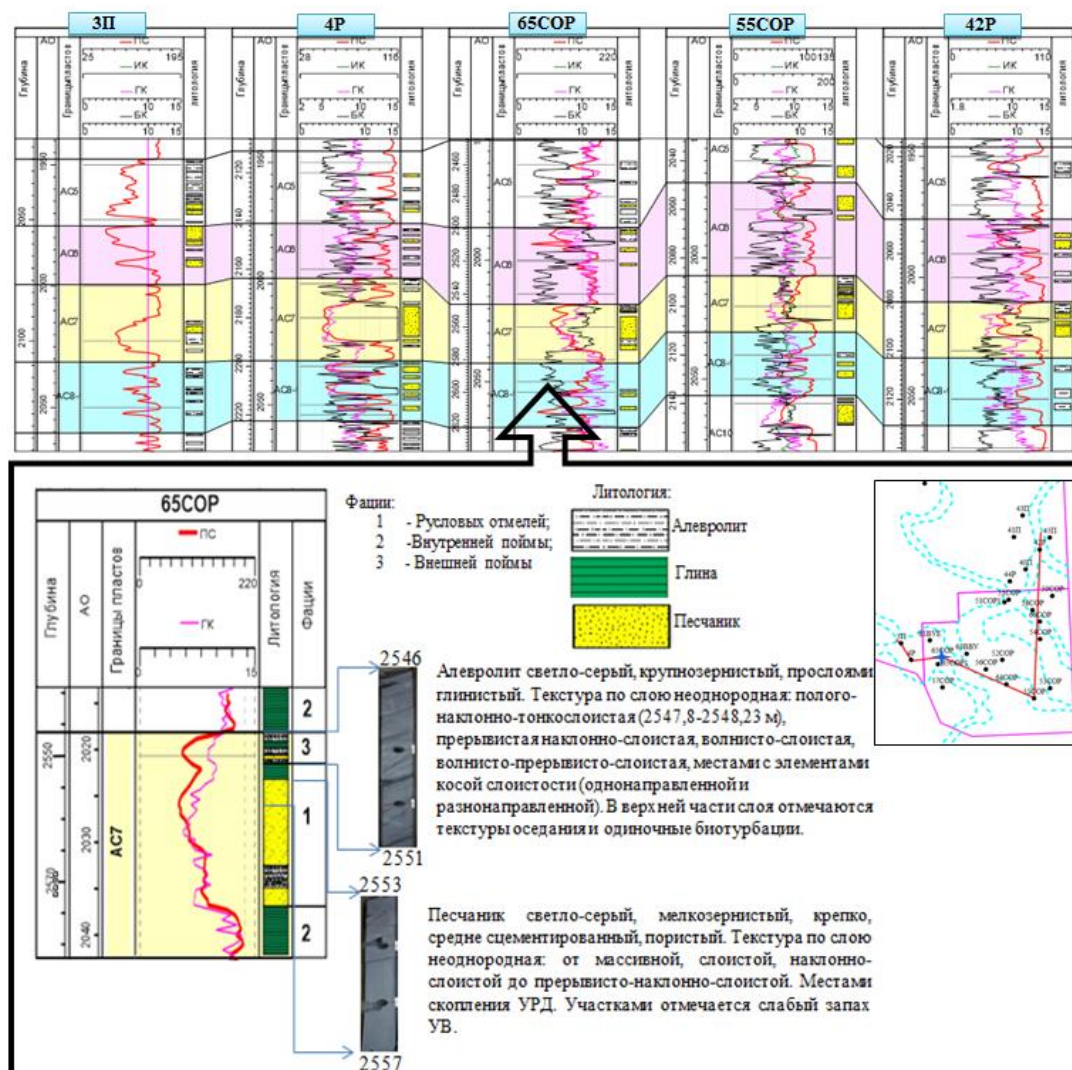


Рис. 5. Геолого-геофизическая характеристика пласта АС₇

Количественная оценка прогнозных эффективных толщин пласта АС₇ выполнена на основе материалов 60 скважин и сейсморазведочных данных. Прогнозные эффективные толщины рассчитаны из уравнения регрессионной зависимости между $H\varphi$ и значением динамического атрибута «Ratio» в точках скважин ($K_{кор} = 0.79$) (Рис. 6).

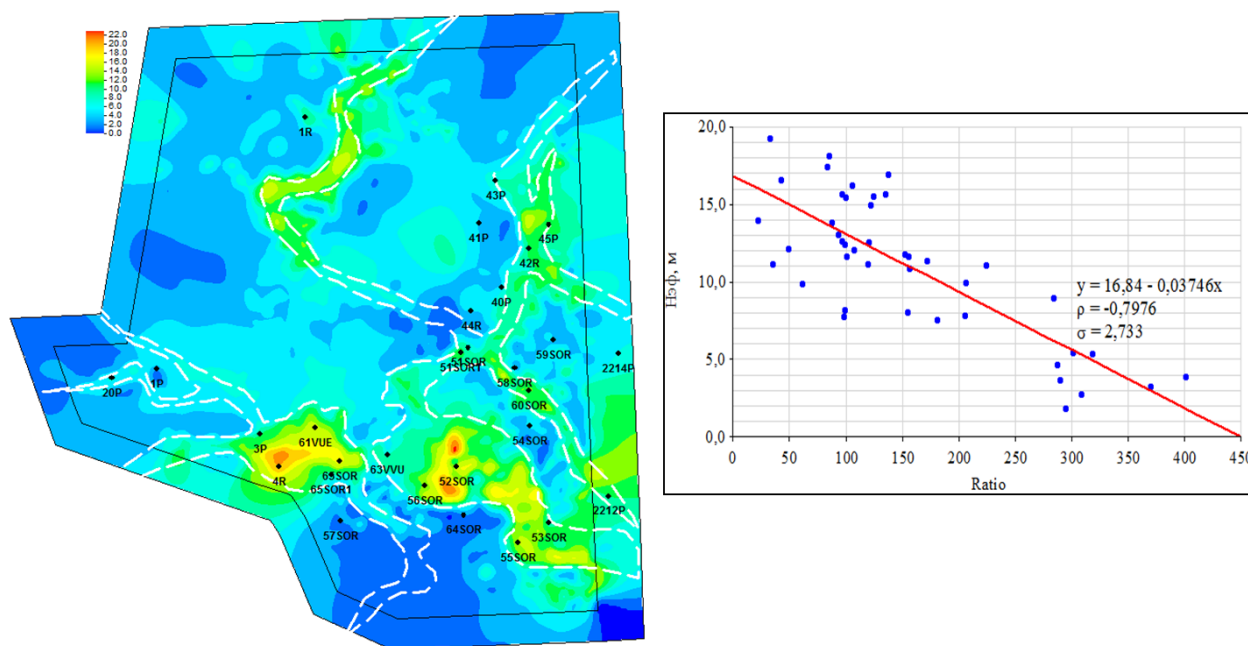


Рис. 6. Карта прогнозных эффективных толщин пласта АС₇

Полученные данные систематизированы и обобщены в единый концепт по созданию фациальной модели пласта АС₇.

В качестве исходной информации для первого варианта геологической модели залежи пласта АС₇ использовались:

- прогнозная карта эффективных толщин, полученных по данным сейсморазведочных работ;
- полигоны распределения русел, снятые с карты динамического атрибута «Ratio»;
- результаты ГИС, испытаний пласта и керновая информация по интервалу;
- корреляция кровли продуктивного пласта по скважинам;
- 2D и 3D литологические модели.

Трендовыми данными для построения литологофациальной 3D мо-

дели послужили прогнозная карта толщин пласта АС₇ и полигоны распространения русел, визуально выделенные по карте динамического атрибута.

Первый этап по созданию 3Д модели включает в себя создание фациального куба «русло-пойма» путем геометрического моделирования. По центральным частям полигонов русел проведены линии направления русел (пунктирные линии на карте) ориентированные по направлению сноса осадочного материала. Затем по этим линиям построена карта азимутов. С учетом карты азимутов для каждой фации создан куб вероятности с учетом имеющихся контуров русел с предварительным сглаживанием.

Для увеличения достоверности фациального куба построен геологостатистический разрез (ГСР), который показывает распределение фаций в разрезе.

Из разреза видно, что мощный коллектор сконцентрирован в кровле пласта АС₇.

Алгоритмом SIS (Petrel) распространены фации с использованием данных, описанных выше.

Следующий шаг – создание куба литологии с помощью модуля Facies Modeling, который учитывает фациальный куб и трендовую карту прогнозных толщин (Рис. 7).

Карты эффективных и нефтенасыщенных толщин с итогового куба литологии представлены на рис. 8. Контуром залежи явились линии фациальных обстановок.

По итогу проделанной работы проведено сопоставление прогнозной карты толщин пласта АС₇ и карты снятой с непрерывного куба литологии (Рис. 9). График показывает хорошую сходимость, коэффициент корреляции высокий – 0,97.

В качестве границы залежи принята граница перехода от фации русел к фации пойменных отложений. Нефтенасыщенный объем залежи при таком подходе к моделированию составил 237 840 тыс.м³.

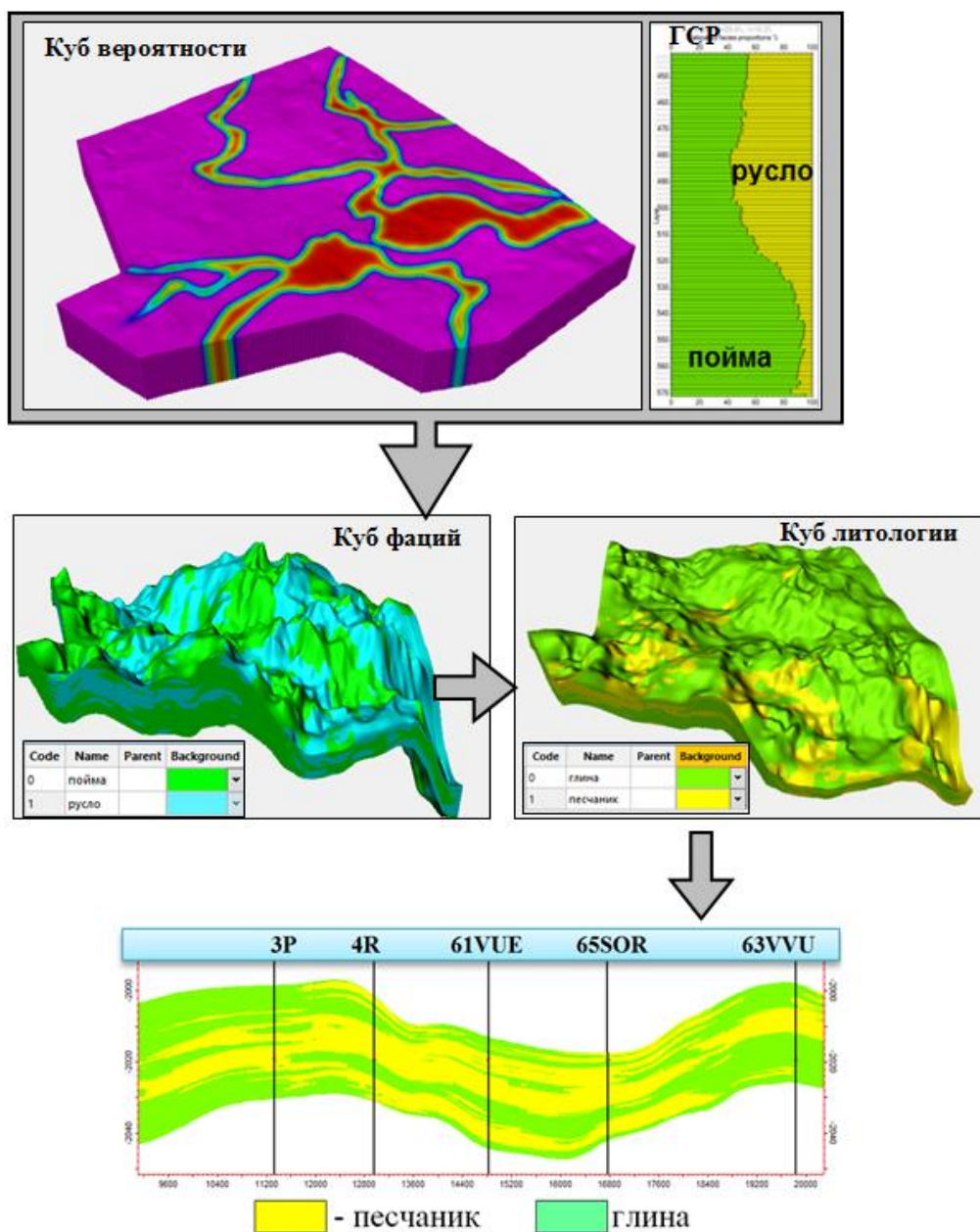


Рис. 7. Построение куба литологии и геологический разрез по линии скважин

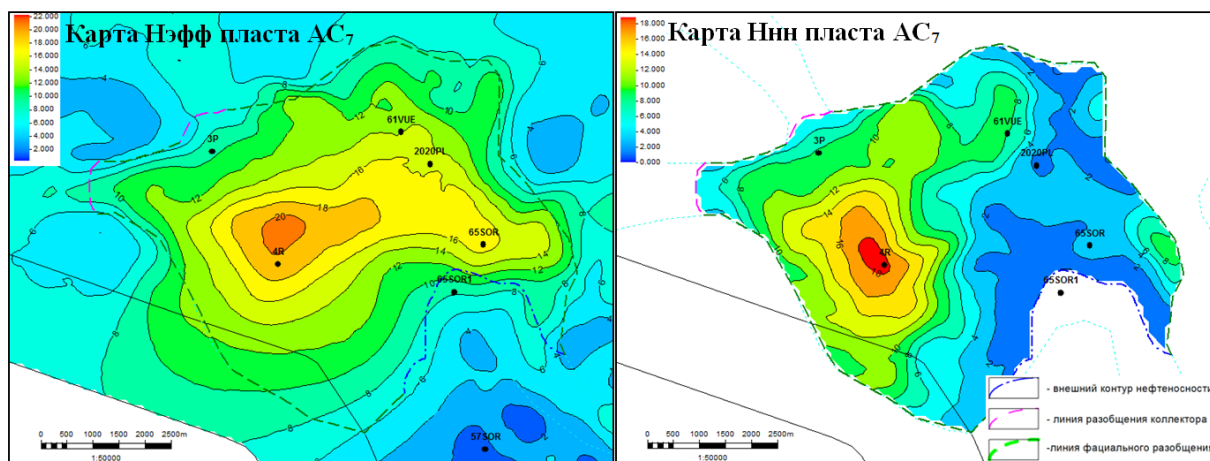


Рис. 8. Карты эффективных и нефтенасыщенных толщин снятые с куба

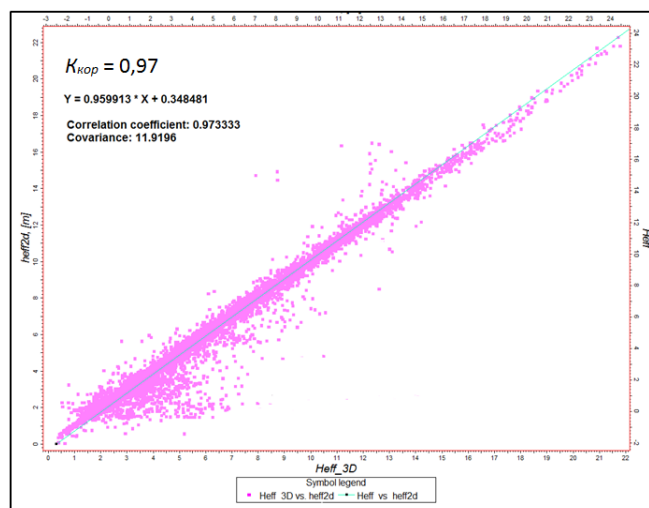


Рис. 9. График зависимости $H_{эфф}$ прогнозного от $H_{эфф}$ по картам

Построение литофациальной 3D модели залежи с учетом сейсмической интерпретации - трудоёмкий и ресурсозатратный процесс. Но если пренебречь комплексным подходом к построению модели, то велика вероятность получить, как сверхвысокую оценку запасов углеводородов с риском их не подтверждения, так и наоборот – недооценить запасы, снизить экономическую привлекательность актива, а соответственно упустить выгоду.

В качестве примера авторы статьи приводят результаты построения еще одного варианта геологической модели нефтяной залежи пласта АС₇, основанного на учете исключительно показателей песчаности в скважинах и геолого-статистического разреза. Такой подход чаще всего применяется в случае недоверия к результатам сейсморазведочных работ: недостаточно хорошее качество полевых данных, недоучет влияния верхней части разреза, недоучет статических поправок, ввиду сложного рельефа дневной поверхности, а так же обобщенное построение карт с увязкой нескольких соседних участков, изученных разными сейсмическими партиями. Чтобы исключить влияние возможных недостоверностей при построении геологической модели залежи из расчета исключаются результаты сейсмических данных, а полигон моделирования уменьшается до окрест-

ностей залежи. Таким же образом поступают, если корреляционная зависимость между прогнозными эффективными толщинами и значениями динамических атрибутов в точках скважин меньше допустимого минимального значения.

Для второго варианта геологической модели той же самой залежи пласта АС₇ использовалась в качестве тренда прогнозная карта толщин без полигонов распространения русел.

На первом этапе создан комбинированный трендовый куб песчанистости, полученный с учетом карт песчанистости по материалам 2D построений и ГСР параметра литологии по скважинным данным. Построения выполнены в модуле Petrophysical modeling.

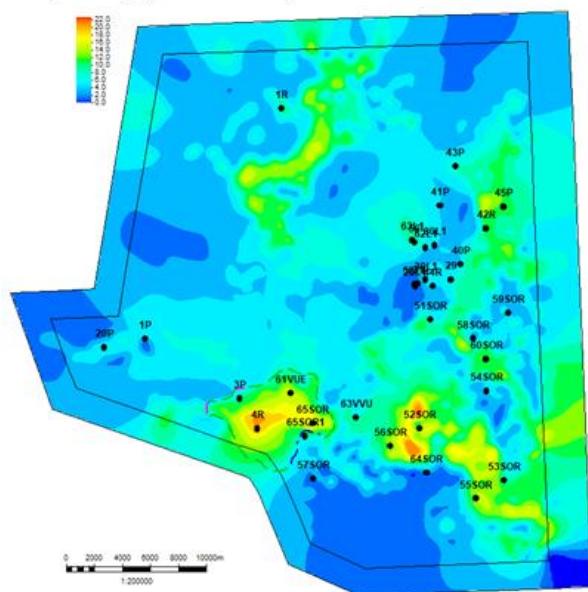
Второй этап - дискретизация полученного параметра песчанистости в соответствии с картой эффективных толщин по материалам 2D построений, которая была получена через распределение эффективных толщин в межскважинном пространстве. Использование такого алгоритма позволяет добиться сходимости полученного распределения параметра литологии с исходными данными, что очень актуально при редком расположении разведочных скважин (Рис.10).

Выполнено сопоставление прогнозной карты толщин пласта АС₇ и карты снятой с непрерывного куба литологии (Рис. 11). График показывает хорошую сходимость ($K_{кор} = 0,97$).

Азимут -90° , выбран в соответствии с основным направлением сноса осадочного материала.

Для контроля качества моделирования литологии построены геолого-статистические разрезы по кубу литологии, отражающие распределение коллекторов по вертикали и гistogramмы сравнения литологии по скважинным данным и по кубу литологии (Рис. 12).

Карта Нэфф пласта АС₇



Карта Нни пласта АС₇

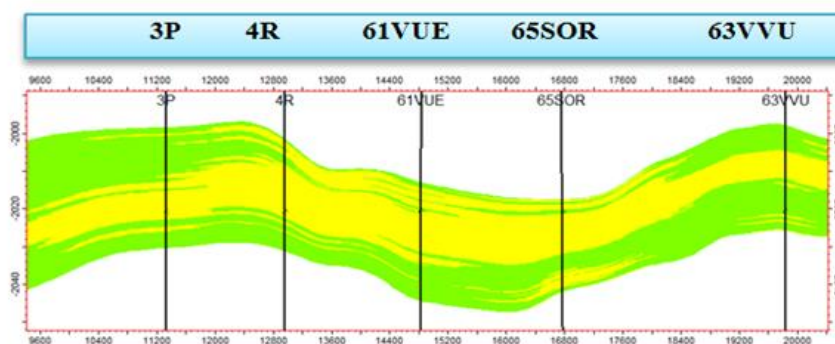
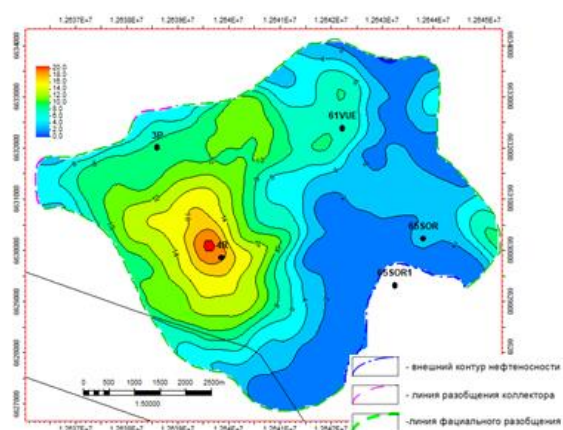


Рис. 10. Карты эффективных, нефтенасыщенных толщин и геологический разрез по линии скважин

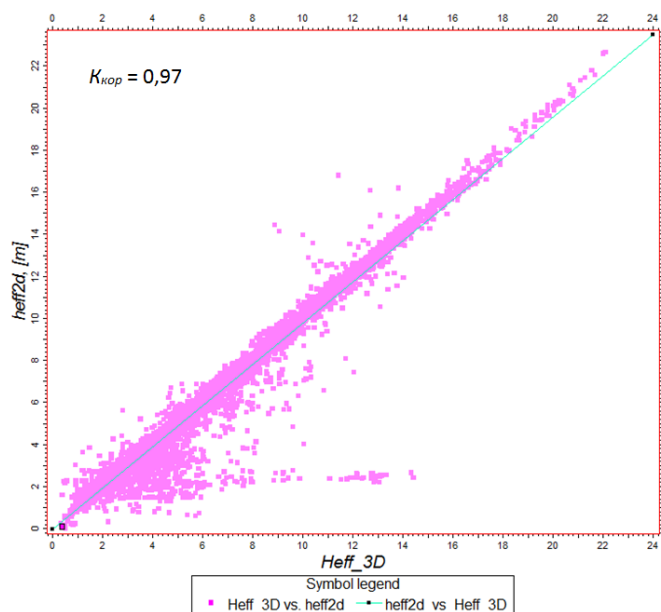


Рис. 11. График зависимости $H_{эфф}$ прогнозного от $H_{эфф}$ по картам

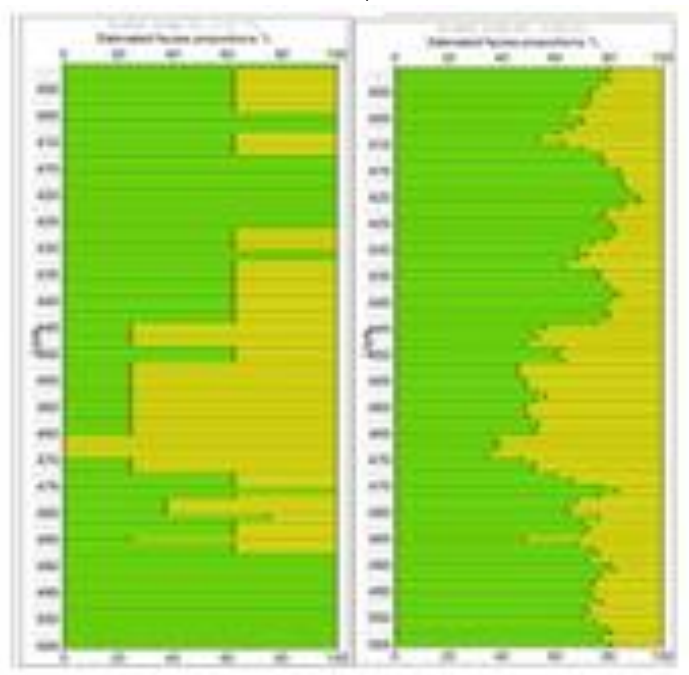
АС₇

Рис. 12. Сравнение ГСП по скважинным данным (слева) и кубу (справа)

Структурная карта по кровле коллектора, снятая с итогового куба литологии, позволила лишь частично оконтурить залежь в северной и юго-восточной части, где отмечается погружение структурной плана (ВНК 2024м).

По итогам построения модели, видим изменение конфигурации залежи, а соответственно формы и размеров песчаных тел. Также произошло сокращение залежи и уменьшение объема нефтенасыщенных пород. Объем нефтенасыщенных пород при упрощенном подходе составил 221 885 тыс.м³.

Для третьего варианта геологической модели совсем не использовался сейсмический материал. Подобные условия возникают на ранних стадиях изученности при отсутствии сейсмических работ на территории или в ситуации, когда сеймика не является высокоточной или отсутствует связь атрибутов и данных скважин. Применим 2D трендовые карты и геологостатистический разрез на основе скважинной информации (ГИС). В связи с пологим строением структурного плана контур залежи проводится на расстоянии $\frac{1}{2}$ от скважин водоносных по ГИС (Рис. 13).

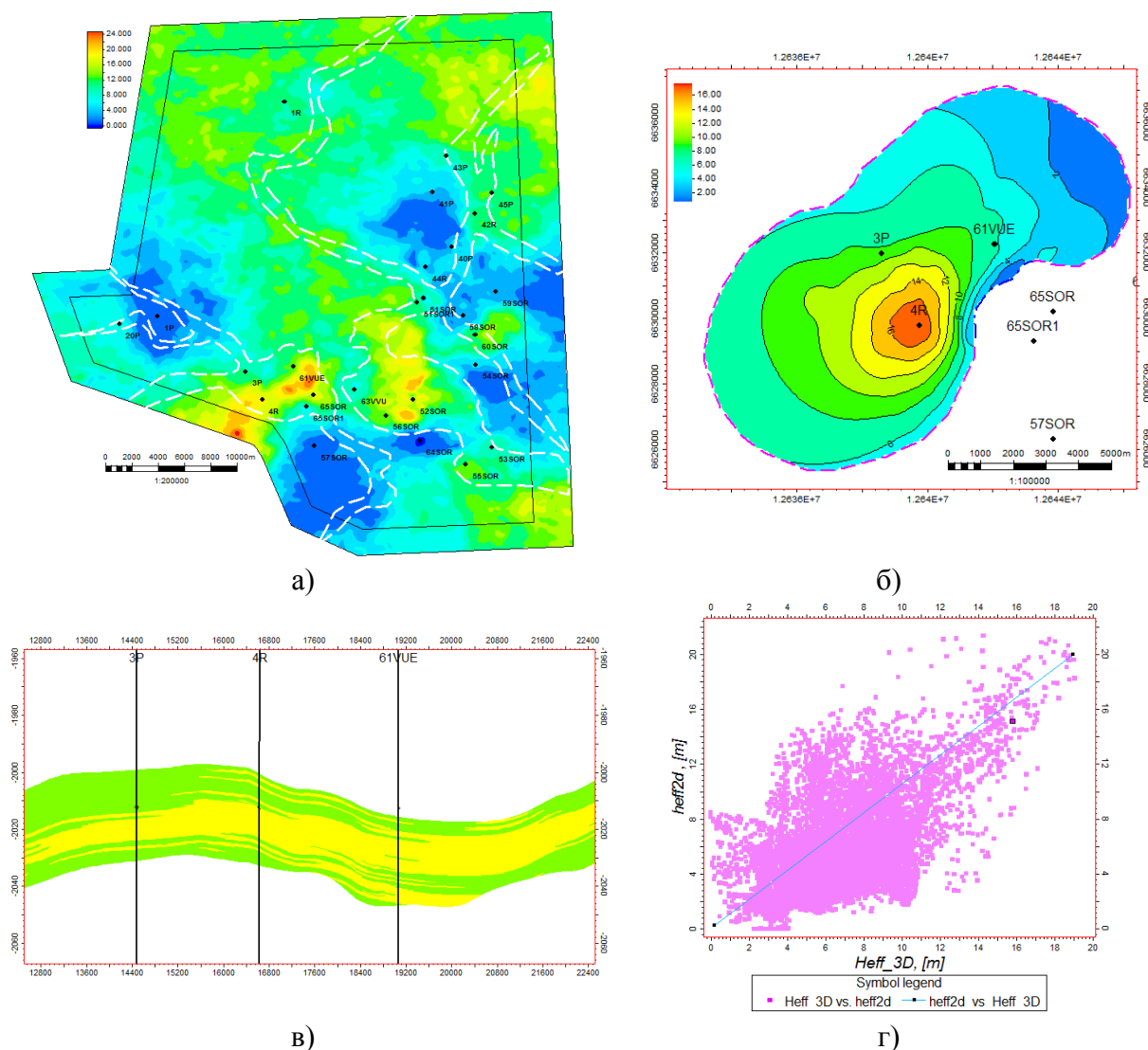


Рис. 13. а) карта эффективных толщин и сопоставление с контурами русел по 3d CPP; б) карта нефтенасыщенных толщин с учетом условных границ залежи; в) геологический разрез по линии скважин; г) график зависимости $H_{эфф}$ прогнозного от $H_{эфф}$ рассчитанного по модели.

При таком подходе к моделированию получили объем нефтенасыщенных пород - 611 970 тыс.м³. Третий вариант модели, полученный упрощенным способом на минимальном количестве информации, несет в себе много неопределенностей и недоказанных продуктивных объемов почти 2,5 раза превышающих расчет модели с учетом всей априорной информации. Залежь, полученная в результате, абсолютно не соответствует сейсмической картине. Такое распределение толщин является зоной риска

для дальнейших работ по планированию ГРП и проектированию разработки.

Оценка достоверности моделей в связи с отсутствием новых скважин осуществлялась методом выколов, максимальная сходимость получена при расчете первым вариантом, который максимально приближен к рекомендуемому методическому подходу.

Подводя итоги сравнения трех вариантов расчета, можно уверенно сказать, что использование в геологическом моделировании всей априорной информации, дает возможность определить особенности осадконакопления, повысить достоверность 3D моделей, снизить геологические риски при размещении разведочных и эксплуатационных скважин. Также это позволяет уменьшить количество «неудачных» эксплуатационных скважин, вскрывших заглинизированную часть пласта или зону пласта с плохим коллектором.

Выводы:

1. На примере пласта АС₇, представленного континентальными отложениями, рассмотрены алгоритмы построения геологической 3D модели, использованием в основе разных наборов априорной информации.
2. Сравнение вариантов моделей одной залежи пласта АС₇, полученных тремя способами, показывает необходимость учёта комплекса данных (седиментационного анализа, ГИС и 3D сейсморазведки) для снижения рисков прогнозирования коллекторов.
3. Результаты моделирования показывают важность выполнения и получения результатов высокоточных сейсморазведочных работ на начальной стадии изучения территории, во избежание неэффективного поискового и разведочного бурения и лучшего понимания строения отложений.
4. Комплексный учет максимального количества имеющейся информации помогает создавать достоверную геологическую основу.

Список литературы

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Недра. 1984. 152 с.
2. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. 342 с.
3. Смирнова Е.В., Пензарь Т.М., Аксарин В.А. Отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа Соровского месторождения». Тюмень, 2019.
4. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2009.

References

1. Muromtsev V.S. *Elektrometriceskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lo-vushek nefti i gaza* [Electrometric geology of sand bodies - lithological oil and gas traps]. Moscow: Nedra Publ., 1984, 152 p. (in Russian)
2. Zhemchugova V.A. *Prakticheskoe primeneniye rezervuarnoy sedimentologii pri mo-delirovanii uglevodorodnykh sistem* [Practical application of reservoir sedimentology in modeling of hydrocarbon systems]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. (in Russian)
3. Smirnova E.V., Penzar' T.M., Aksarin V.A. Otchet «*Pereschet zapasov nefti i rastvoren-nogo gaza Sorovskogo mestorozhdeniya*» [Report “Reestimation of oil and dissolved gas re-serves of the Sorovskoye field”]. Tyumen, 2019. (in Russian)
4. Zakrevskij K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow: ООО Maska Publ., 2009. (in Russian)

Сведения об авторах

Осипенко Юлия Сергеевна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: YSOsipenko@tnnc.rosneft.ru

Колычева Ольга Андреевна, главный специалист, ООО «Новатек НТЦ»

Россия, 625026, Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, 53

E-mail: Olga.Minazova@novatek.ru

Буякина Инна Владимировна, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: IVBuyakina@tnnc.rosneft.ru

Смирнова Елена Витальевна, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: EVSmirnova2@tnnc.rosneft.ru

Authors

Yu.S. Osipenko, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: YSOsipenko@tnnc.rosneft.ru

O.A. Kolycheva, Chief Specialist, Novatek STC

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

E-mail: Olga.Minazova@novatek.ru

I.V. Buyakina, Head of Team, Tyumen Petroleum Research Center

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: IVBuyakina@tnnc.rosneft.ru

E.V. Smirnova, Chief Project Engineer, Tyumen Petroleum Research Center

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: EVSmirnova2@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 23.08.2021

Принята к публикации 22.09.2021

Опубликована 30.09.2021