

УДК 550.8.055. 550.8.056

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Владимир Львович Шустер¹, Ольга Валерьевна Тюкавкина²✉, Валентин Васильевич Шелепов³

¹ Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; tshuster@mail.ru

² Российский университет дружбы народов (РУДН), Москва, Россия; tov.sing@mail.ru✉

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; shelepov_s@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены вопросы повышения эффективности обработки результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов в пределах нефтегазодобывающих районов центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Высокая степень освоенности углеводородных ресурсов исследуемой площади характеризуется наличием длительно разрабатываемых месторождений, что обуславливает решение задач, направленных на повышение успешности поисков сложнопостроенных глубокозалегающих залежей, эффективности их разведки и доразведки, так как вышележащие продуктивные горизонты практически выработаны. Эта задача на современном этапе разработки эксплуатационных объектов региона в условиях падения добычи нефти на основных крупных месторождениях — одна из важнейших и не имеет однозначного решения.

Рассмотрены вопросы моделирования залежей с применением новых научно-методических подходов к обработке геофизических данных и возможности использовать современные программные продукты при группировании объектов разработки по критериям, соответствующим коллектору определенного литотипа. Такой подход позволил построить качественные геологические модели и обосновать применение наиболее эффективного комплекса ГИС для моделирования малоамплитудных (≤ 15 м) и малоразмерных (< 20 км²) залежей. В ходе исследований проведена обработка результатов ФЕС; установлены малоамплитудные и малоразмерные залежи русловых отложений (речных долин); доказана промышленная нефтегазоносность сложнопостроенных залежей, характеризующихся малоамплитудностью и малоразмерностью (тюменская свита, объект Ю₂); выполнена интерпретация геофизических исследований скважин (ГИС), результаты сопоставлены с энергетическими характеристиками отраженных волн (сейсмические исследования); установлены зоны, насыщенные водо- и нефтегазоносным флюидом (построены 3D модели); показана возможность применения приведенной методологии для выявления и картирования сложнопостроенных глубокозалегающих залежей нефти.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства, коллектор, залежь нефти, модель

Для цитирования: Шустер В.Л., Тюкавкина О.В., Шелепов В.В. Повышение эффективности обработки результатов исследований фильтрационно-емкостных параметров коллектора при моделировании сложнопостроенных залежей нефти // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2022. № 2. С. 91–100.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF PROCESSING THE RESULTS OF RESERVOIR FILTRATION STUDIES AND PARAMETERS WHEN MODELING COMPLEX OIL RESERVES

Vladimir L. Schuster¹, Ol'ga V. Tyukavkina²✉, Valentin V. Shelepov³

¹ Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russia; tshuster@mail.ru

² Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), Moscow, Russia; tov.sing@mail.ru✉

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; shelepov_s@mail.ru

Abstract. The issues of improving the efficiency of processing the results of studies of the filtration properties of reservoirs within the oil and gas producing areas of the central part of the West Siberian oil and gas province are considered. The high degree of development of the hydrocarbon resources of the studied territory is characterized by the presence of long-term developed deposits, which determines the solution of tasks aimed at increasing the success of the search for complex deep-lying reservoirs, the efficiency of their exploration and additional exploration, since the overlying productive horizons are practically developed. This task is one of the most important at the current stage of field development in this region, in the context of falling oil production at the main large fields, and has no unambiguous solution.

This article covers the issues of reservoir modeling using new scientific and methodological approaches to the processing of geophysical data and the possibility of using modern software products when grouping development objects according to criteria corresponding to a reservoir of a certain lithotype. This approach allowed us to build high-quality geological models and justify the use of the most effective complex of geophysical studies for modeling low-amplitude (no more than 15 m) and small-sized (less than 20 km²) oil deposits. In the course of research: The results of the reservoir filtration properties were processed; low-amplitude and small-size sediments of channel sediments (river valleys) were established; the industrial oil and gas content of complex sediments characterized by low-amplitude and small-size sediments (Tyumen formation, object Ю₂) was proved; The interpretation of geophysical studies of wells was carried out, the results were compared with the energy characteristics of the reflected waves (seismic studies), zones saturated with water-oil-gas fluid were established (3D models were built), and the possibility of using this technique for identifying and mapping complex deep oil deposits was shown.

Key words: filtration properties, reservoir, oil deposit, model

For citation: Schuster V.L., Tyukavkina O.V., Shelepov V.V. Improving the efficiency of processing the results of reservoir filtration studies and parameters when modeling complex oil reserves. *Moscow University Geol. Bull.* 2022; 2: 91–100 (In Russ).

Введение. Особую актуальность вопросы обработки результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора при моделировании сложнопостроенных залежей нефти приобретают в условиях, когда изучение и оценка нефтегазового потенциала залежей происходят при повышении глубинности исследований, а также при наличии малоамплитудных (≤ 15 м) и малоразмерных (< 20 км²) залежей. Многие исследования проводятся, как правило, на объектах со сложным строением и сейсмогеологическими условиями, отличающимися контрастной латеральной и вертикальной литологической изменчивостью. В связи с этим непрерывно увеличивается объем геолого-геофизической информации, а традиционные технологии комплексной обработки получаемого многообъемного материала не всегда характеризуются достаточной надежностью геолого-геофизической интерпретации полученных данных и достоверностью определения мест заложения новых скважин.

Современные исследования юрских горизонтов на территории месторождений Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского округов — Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Фроловской и Среднеобской нефтегазоносных областей (НГО) — показали, что технологии поддержания уровня добываемой продукции направлены в основном на разработку сложнопостроенных залежей отложений юры, содержащих трудноизвлекаемые запасы.

Сегодня многие месторождения находятся на этапе доразведки и эксплуатируются длительное время, а разрабатываемые объекты характеризуются наличием объемной базы геолого-промысловых данных, накопленной по результатам применения разных методов воздействия на пласт и различного оборудования. В связи с этим данные не всегда в достаточной степени представительны (точны), поскольку при использовании разных типов оборудования и при дальнейшем анализе результатов опробования и испытания пластов увеличивается ошибка (или расхождение) расчетных значений (косвенных) с лабораторными (прямыми).

Актуальность работ по повышению эффективности обработки результатов исследований филь-

трационно-емкостных параметров коллектора при моделировании сложнопостроенных залежей нефти предопределяет совершенствование методологии ранжирования перспективных объектов нефтедобычи с применением современных программных комплексов, аппаратно-методических средств и технологий, которые отличаются высокой результативностью и экономической рентабельностью.

На протяжении длительного времени вопросами изучения геологического строения и нефтегазоносности юрских осадочных комплексов Западной Сибири занимались ведущие научно-производственные коллективы Главтюменьгеологии, ЗапСибНИГНИ, Центра рационального недропользования имени В.И. Шпилемана, Института проблем нефти и газа РАН, НИПИ Сургутнефтегаз, ПГО «Тюменьгеофизика» и многих других организаций и нефтяных компаний, которые ведут исследования в области создания региональных геологических моделей нефтегазоносных объектов.

В 2002–2007 гг. в работах Н.Я. Медведева, Г.Р. Новикова, И.Ш. Усманова и других отмечено, что в зависимости от изменения коллекторских свойств пласта Ю₂ дебиты скважин варьируют в широких пределах: от ≤ 1 до 35–50 т в сутки (скважины № 101 Быстринского, № 1313 Западно-Сургутского месторождений). Однако в некоторых случаях высокий дебит скважин не имеет видимой зависимости от коллекторских свойств пласта, попадая в зоны с низкой проницаемостью (5–10 мД, скв. № 1406, 1330 Западно-Сургутского, № 42, 34 Восточно-Сургутского, № 208, 211 Русскинского и др. месторождений) [Медведев и др., 2002; Новиков, Усманов, 2001]. Такие выводы свидетельствуют о наличии трещиноватого (разноплотностного) коллектора, а обнаружение и картирование зон с разной плотностью пород — перспективное направление для выявления участков первоочередного разбуривания скважин, как правило, со смещением скважин от основной сетки. Продуктивные отложения тюменской свиты (пласт Ю₂) характеризуются значительной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств как по площади, так и по разрезу, характеризуются сильной расчлененностью, поэтому «...для эффективного

освоения залежей трудноизвлекаемых запасов объектов тюменской свиты необходима выработка оптимальных методов разведки и уточнения особенностей геологического строения и прогноза распределения ФЕС, рациональных способов и подходов к освоению и разработке этих залежей» [Бембель и др., 2020].

При моделировании сложнопостроенных объектов очень важно качество первичной базы данных, что неоднократно отмечено в работах предыдущих исследователей [Медведев и др., 2002; Бембель и др., 2019; Шустер и др. 2019; Тюкавкина, 2020]. Качественный анализ геолого-промысловых данных предопределяет адекватность получаемой геологической модели, в свою очередь «...аналитика данных (DA) — это сбор и анализ параметров, сложных для понимания и моделирования закономерностей и взаимосвязей в многомерных наборах данных» [Mishra et al., 2021].

Многовариантность промысловой информации свидетельствует о необходимости комплексирования многопараметровых данных и создания специального эталона, что наиболее актуально на этапе доразведки месторождения, когда уже накоплен многообъемный материал. В Рекомендациях к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья ФБУ «ГКЗ» [Рекомендации..., 2015] отмечено, что для обоснования выделения границ коллектора могут быть использованы типовые (эталонные) скважины на основе результатов сопоставления стратиграфических, электрических, радиоактивных реперов, механического каротажа и др.

Материалы и методы исследований. В настоящее время одно из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений — применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ), что требует комплексирования материалов сейсмики, ГИС, испытаний, исследования керна с применением системного подхода к выполнению разного рода задач для подсчетных объектов (рис. 1).

Моделирование сложнопостроенных зон коллектора требует нестандартных приемов построения структурных каркасов, параметрических моделей для создания адекватных гидродинамических и постоянно действующих 2D и 3D моделей, способных изменяться в результате пополнения данными вследствие бурения новых эксплуатационных скважин.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств горизонта Ю₂. Необходимо отметить, что при геологическом изучении терригенных толщ юрских нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири значительная роль отводится дифференцированному прогнозу литолого-фациальных обстановок, установлению генетической природы песчано-алевритовых тел. С использованием полученных ранее материалов об условиях формирования юрских

горизонтов и их литологического строения, геометрии и морфологии для дальнейших исследований и моделирования сложнопостроенных залежей породы сгруппированы в определенные литофациальные типы [Тюкавкина, 2020].

Результаты исследований и их обсуждение.

На примере ряда месторождений северного и восточного склонов Сургутского свода рассмотрим ключевые результаты для выделенных трех основных литофациальных типов коллектора пласта Ю₂. По результатам литофациального анализа, интерпретации электрокаротажа и исследований закономерностей распределения пород в пределах общей залежи к литофациальному типу 1 отнесены монолитные песчано-алевролитовые пласты с наличием сложнопостроенных пропластков в кровельной части пласта, этот тип распространен на 23% площади пласта, вовлеченной в разработку, доля начальных геологических запасов (НГЗ) составляет 25% от вовлеченных запасов объекта (таблица). К литофациальному типу 2 отнесены монолитные песчано-алевролитовые пласты с наличием в подошвенной части сложнопостроенных пропластков, этот тип коллектора распространен на 20% вовлеченной в разработку площади, доля НГЗ — 26% от вовлеченных запасов объекта (таблица). К литофациальному типу 3 относятся отложения, представленные частым и тонким переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород, где выдержанные монолитные пропластки практически отсутствуют, такой тип распространен на 65% вовлеченной в разработку площади, содержит трудноизвлекаемые запасы, доля НГЗ — 49% от вовлеченных запасов объекта (таблица). При проведении интерпретации монолитным считали пропласток мощностью $\geq 2,5$ м, который согласно данным межскважинной корреляции распространен в соседних скважинах.

Для всех перечисленных литотипов установлены качественные и количественные параметры изменения ФЕС коллектора, которые определены как эмпирическими, так и лабораторными методами. Стандартные исследования керна проводили в соответствии с требованиями отраслевых регламентов, например: открытая пористость ($K_{\text{п}}$) определялась методом насыщения (в качестве насыщающей жидкости использовали воду и керосин); проницаемость ($K_{\text{пр}}$) определяли фильтрацией газа; водонасыщенность — косвенным методом центрифугирования при определенном режиме, применяемом при изучении коллекторов Западной Сибири. Средние значения коллекторских свойств по пластам рассчитывали как средневзвешенные по эффективной толщине. Изменение физико-механических свойств определены по керну согласно отраслевому стандарту, значения модуля Юнга — лабораторными акустическими методами (рис. 2).

Результаты определения относительной фазовой проницаемости для нефти и воды в стационарных

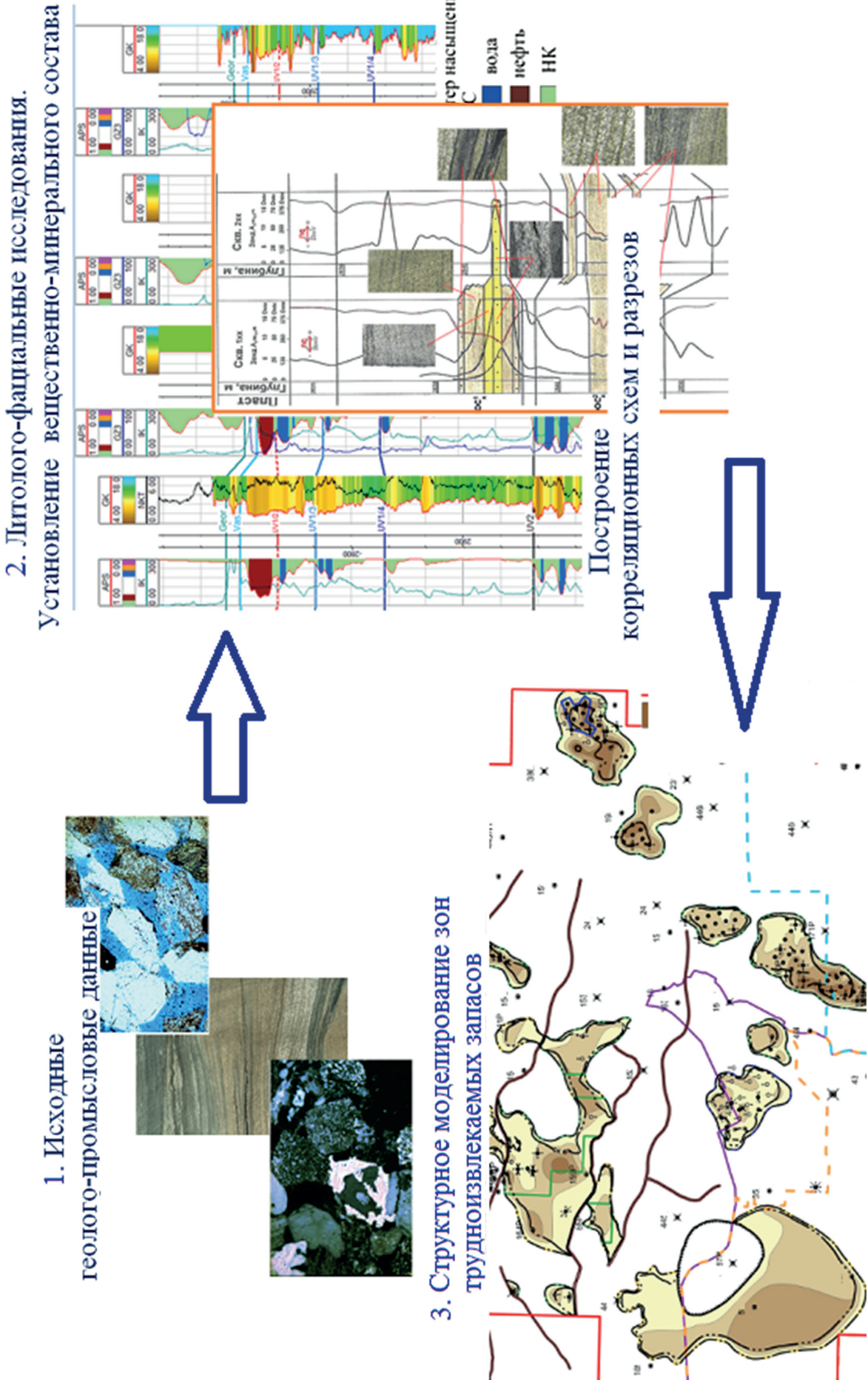


Рис. 1. Основные этапы получения и анализа геолого-промысловых данных для моделирования сложнопостроенных объектов разработки

условиях для образцов из интервала 3255–3260 м (места отбора 0,5; 3,4; 5,15 м) для скважин № 99х, 101х и 207х представлены на рис. 3.

Лабораторные исследования проводили при двух режимах испытаний (режим 1 моделировал область пласта, близкую к призабойной зоне скважины; режим 2 моделировал заводненную область пласта) с учетом следующих условий:

- начальную нефтенасыщенность создавали любым методом, обеспечивающим ее соответствие пластовым условиям или заданным условиям испытания;
- с целью исключения влияния концевых эффектов на результаты испытаний измерение всех параметров и расчеты проводили для средней части образца;
- при расчете относительной фазовой проницаемости за базовую величину принимали проницаемость по нефти при начальной нефтенасыщенности.

Отметим, что при переходе от этапа геометризации сложнопостроенного коллектора к 3D моделированию достаточно остро стоят вопросы определения параметров пористой среды исследуемого объекта (залежи), где одним из важных параметров являются относительные фазовые проницаемости (ОФП), при этом может возникнуть ситуация получения множества неактуальных определений открытой пористости и абсолютной проницаемости на кернах [Закиров, Аникеев, 2018]. При дальнейшем моделировании учитывали только те параметры, которые при сопоставлении результатов, полученных при лабораторных исследованиях, интерпретации ГИС и эмпирическими методами имели совпадение на 80% и более.

Отметим, что при переходе от этапа геометризации сложнопостроенного коллектора к 3D моделированию достаточно остро стоят вопросы определения параметров пористой среды исследуемого объекта (залежи), где одним из важных параметров являются относительные фазовые проницаемости (ОФП), при этом может возникнуть ситуация получения множества неактуальных определений открытой пористости и абсолютной проницаемости на кернах [Закиров, Аникеев, 2018]. При дальнейшем моделировании учитывали только те параметры, которые при сопоставлении результатов, полученных при лабораторных исследованиях, интерпретации ГИС и эмпирическими методами имели совпадение на 80% и более.

Обработка результатов исследований литолого-фациальных условий формирования горизонта Ю₂ для моделирования. Отложения продуктивного горизонта ЮС₂ стратиграфически приурочены к кровле тюменской свиты (пласт Ю₂) и представляют собой базальный горизонт позднеюрской (келловейской) морской трансгрессии. На исследуемой площади в разрезе горизонта ЮС₂ выделяются два самостоятельных продуктивных пласта ЮС₂¹ и ЮС₂², которые по площади равномерно охарактеризованы керном, отобранным из 130 скважин. Верхняя граница горизонта ЮС₂ относится к подошве глинистых морских отложений позднеюрского возраста (абалакская, васюганская свиты), она четкая, а нижняя — соответствует размытой поверхности континентальных осадков и не выражена, что обусловлено фациальной неоднородностью речных, переходных и прибрежно-морских отложений, а также многократным размытием и переотложением материала в период морских трансгрессий.

В районе скважин, где граница между ЮС₂¹ и ЮС₂² выражена недостаточно четко (небольшая мощность отложений, наличие зон выклинивания и тупиковых зон, сильная расчлененность пласта и

Характеристика неоднородности и параметров продуктивного пласта ЮС₂ (по материалам ГИС)

Параметр	Пока- затели		Тип 1	Тип 2	Тип 3	В целом по пласту
Общая мощность, м	I		20,7	18,3	17,5	18,3
	II		0,234	0,282	0,226	0,252
	III	от	6,2	2,2	4,9	2,2
		до	32,8	33,2	31,7	33,2
Эффективная нефтенасыщенная мощность, м	I		10,2	7,7	4,9	6,5
	II		0,344	0,329	0,340	0,480
	III	от	3,2	2,1	0,6	0,6
		до	21,4	17,8	12,9	21,4
Мощность проницаемого пропластка, м	I		1,7	1,6	0,9	1,2
	II		1,123	1,003	0,560	1,062
	III	от	0,1	0,1	0,01	0,01
		до	14,4	10,6	2,4	14,4
Мощность непроницаемого пропластка, м	I		1,8	2,1	2,1	2,0
	II		1,063	1,163	1,110	1,120
	III	от	0,1	0,04	0,03	0,03
		до	15,4	21,3	16,2	21,3
Коэффициент песчанности (в продуктивной части), д. ед.	I		0,49	0,42	0,28	0,36
	II		0,268	0,300	0,304	0,391
	III	от	0,19	0,14	0,04	0,04
		до	0,90	0,98	0,60	0,98
Расчлененность (в продуктивной части), ед.	I		6	5	6	6
	II		0,338	0,353	0,306	0,328
	III	от	2	1	1	1
		до	13	10	13	13
Проницаемость (в продуктивной части), $n \cdot 10^{-3}$ мкм ²	I		7,4	8,0	5,3	6,6
	II		1,026	1,041	1,258	1,129
	III	от	0,4	0,2	0,1	0,1
		до	27,1	27,1	27,1	27,1
Коэффициент пористости (в продуктивной части), д. ед.	I		0,169	0,169	0,161	0,17
	II		0,114	0,123	0,125	0,124
	III	от	0,08	0,12	0,08	0,08
		до	0,20	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенно- сти, д. ед.	I		0,80	0,79	0,73	0,77
	II		0,107	0,100	0,122	0,119
	III	от	0,37	0,42	0,31	0,31
		до	0,86	0,89	0,89	0,89
Площадь нефтеносности (вовлеченная)	тыс. м ²		55588	71262	217382	344231
	%		16,1	20,7	63,1	100,0

Примечания. I — среднее значение; II — коэффициент вариации, доли единицы (д. е.).

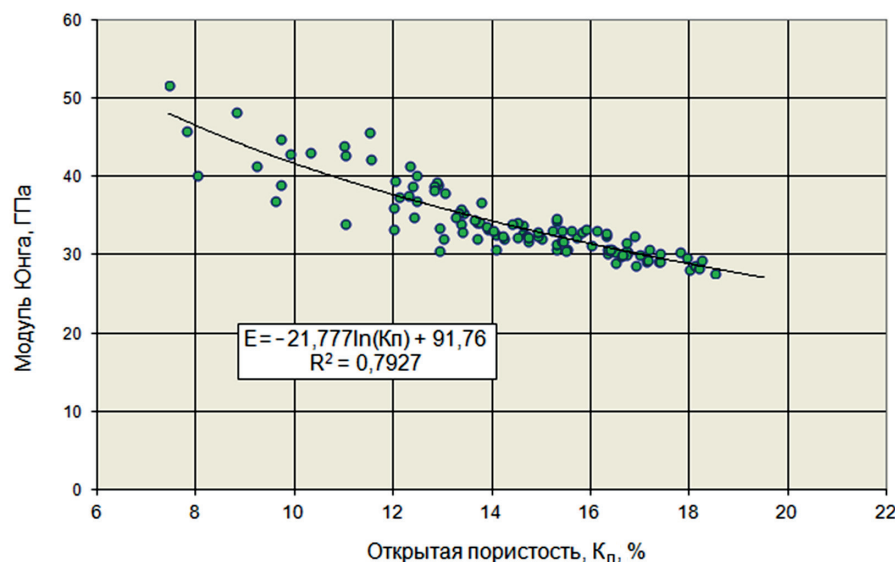


Рис. 2. График изменения зависимости величины модуля Юнга от пористости (пласт Ю₂)

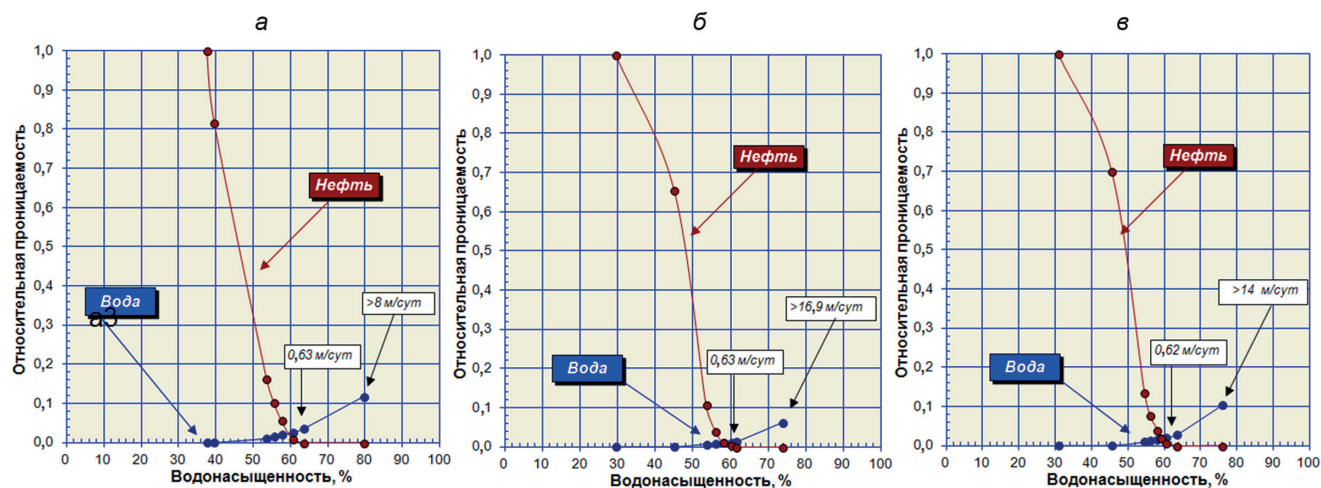


Рис. 3. Результаты определения значений относительной фазовой проницаемости по нефти и воде в стационарных условиях (интервал 3255–3260, скв. 99х) Тевлинско-Рускинское месторождение: а — северная часть, б — юго-западная часть, в — восточная часть

пр.), неоднородность разреза залежи очень существенно изменяет характер записи кривых гамма-каротажа ГК (ГК), бокового каротажа БК (БК) и потенциала самопроизвольно возникающего электрического поля ПС (PS) (рис. 4).

Например, значения кажущегося сопротивления (БК) здесь резко повышаются, соответственно, резко возрастает изрезанность кривых, это подчеркивает увеличение расчлененности разреза осадков континентальных фаций. В керне просматривается сложное и незакономерное переслаивание песчано-алевролитовых и глинистых пород, часто обогащенных углито-слюдистыми включениями, маломощными прослоями углей; здесь наблюдается крупно- и мелкомасштабная косая и волнистая слоистость, а также углито-растительный детрит. В районе скважин, где мощность отложений пласта Ю₂ превышает 10 м (в верхней части тюменской свиты), породы пласта ЮС₂² представлены типично континентальными аллювиальными отложениями, которые соответствуют фациям русловых отмелей (отложения внешней и

внутренней частей поймы меандрирующей реки). Материалы ГИС, а также литологическое описание керна из пласта ЮС₂² свидетельствуют о наличии прослоев углей, характерных для континентальной обстановки.

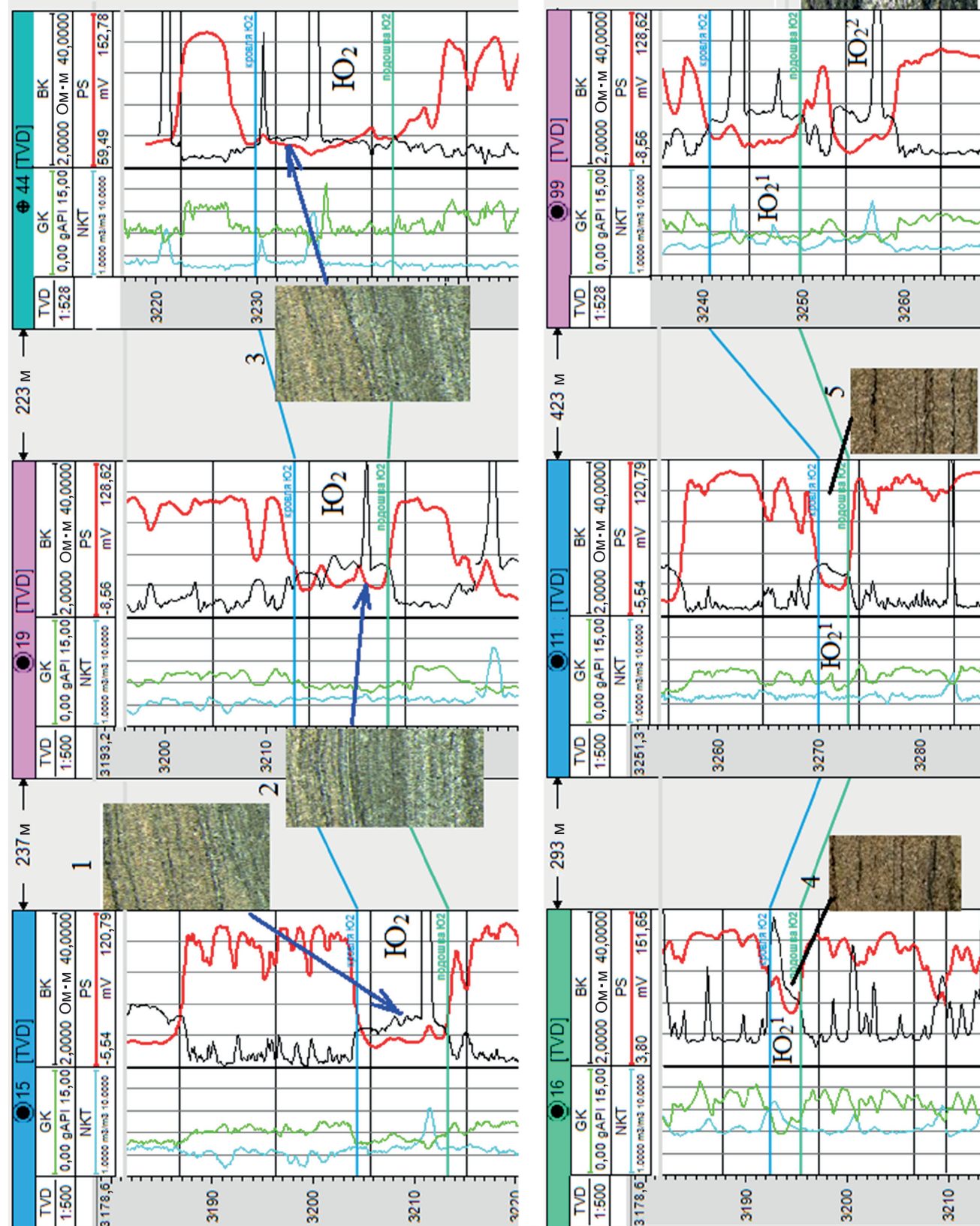
На основании проведенных исследований при дальнейшем моделировании пласта Ю₂ необходимо учитывать, что

- причина повышенной сложности строения горизонта ЮС₂ и его высокой микро- и макронеоднородностей заключается в полифациальном составе осадков (морском и континентальном);

- пласт ЮС₂¹ формировался в неустойчивых и часто меняющихся физико-географических условиях (прибрежно-морская и континентальная обстановка), что отражается на изрезанности (дифференцированности) кривых ГИС и указывает на частую смену литотипов в разрезе;

- пласт ЮС₂² формировался в типично континентальных условиях и приурочен к аллювиальным песчаным отложениям фаций русел рек, временных

Рис. 4. Интерпретация результатов ГИС для пласта Ю₂ (Сургутский свод): 1–3 — наличие пород 3-го литотипа в пределах выдержанного пласта Ю₂; 4, 5 — наличие пород 3-го литотипа в пределах маломощных отложений Ю₂ (верхняя часть Ю₂¹), 6 — наличие углисто-глинистого детрита в нижней части пласта Ю₂ (3-й литотип, нижняя часть Ю₂²)



потоков и к алевролито-глинистым отложениям речных пойм;

– интенсивность постседиментационного преобразования пород-коллекторов наиболее существенно повлияла на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пласта ЮС₂ в целом.

Построение геологических моделей выделенных литотипов (пласт Ю₂). С использованием модуля Facies Modeling, который предназначен для распределения дискретных (фациальных) свойств в 3D модели и основан на стохастическом пиксельном методе при создании трехмерных дискретных фациальных параметров, были построены геологические модели пласта Ю₂ для центральной части Тевлинско-Русского месторождения (рис. 5).

На основании вероятности распределения заданных данных каждой ячейке было присвоено значение кода литологии, определяющее тип породы в этой ячейке. Для каждого литотипа, установленного лабораторными исследованиями и сопоставленного с результатами интерпретации ГИС, указывалась объемная доля песчаной, алевролитовой и глинистой фракций либо в виде единичного значения, либо в виде тренда (1D — вертикального, 2D — горизонтального и 3D — объемного). Объемную долю песчаной, алевролитовой и глинистой фракций рассчитывали на основе полученных данных о степени изменчивости литотипов в каждом слое моделируемого объекта. Затем для каждой ячейки была рассчитана условная вероятность наличия этого литотипа в ячейке (учитывали, что если параметры моделирования указаны отдельно для каждого литотипа, то суммарное значение вероятностей могло отличаться от 1). Такой метод нормализует вероятности таким образом, чтобы их сумма была равна 1. Литотип коллектора, присутствующий в конкретной ячейке, определяли по уже нормализованным вероятностям.

При формировании кубов фильтрационно-емкостных свойств с учетом заданных и полученных графически зависимостей для каждого варианта распределения рассчитывали кубы значений коэффициентов пористости, проницаемости, начальной (остаточной) нефтенасыщенности. Ремасштабирование кубов пористости, песчанистости, нефтенасыщенности (водонасыщенности) для сложнопостроенных порово-трещинных коллекторов горизонта Ю₂ проводилось статистическими методами.

Изучение способов оценки надежности комплексирования результатов лабораторных исследований и геофизических методов постоянно вызывает интерес многих отечественных и зарубежных ученых, которые пытаются найти

наиболее оптимальные и эффективные решения комплексирования результатов различных методов исследований и оценки точности выполненных построений [Большаков и др., 2017; Carpenter, 2019; Feder, Rassenfoss 2019]. В качестве разрешения этой проблемы мы рекомендуем после проведения интегрированного анализа разновариантной, многообъемной промысловой информации и построения геологических моделей применить систему тестов для оценки качества пакетов геологического моделирования [Закревский и др., 2018].

Заключение. Для повышения эффективности обработки результатов исследований фильтрационно-емкостных параметров коллектора при моделировании сложнопостроенных залежей нефти целесообразно проводить комплексный анализ геолого-промысловых данных, выделять литотипы коллекторов, характеризующихся одинаковыми (или близкими) значениями ФЕС, литолого-петрографическими параметрами, морфологическими и структурными признаками (для частных случаев). Интерпретацию материалов комплекса ГИС рекомендуется проводить с учетом эталона кривых ГИС, которые записаны при использовании однотипной скважинной аппаратуры, предназначенной для прямого измерения параметров пласта (с учетом определения поправок в точках контроля). При моделировании сложнопостроенного объекта разработки Ю₂, необходимо учитывать, что

а) фильтрационно-емкостные свойства коллекторов горизонта ЮС₂ в целом низкие, коллекторы III и II классов единичны, их доля не превышает 1%. В основном преобладают коллекторы V класса. Средние значения коллекторских свойств по всему горизонту следующие: открытая пористость пород от 0,4 до 25,3%; проницаемость — от 0,001 до $604,0 \cdot 10^{-3}$ мкм²; водоудерживающая способность изменяется в пределах 15,1–98,4%. Выделение коллектора проводится по граничным значениям пористости — 12,5%; проницаемости — $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²;

б) при переходе от геолого-геофизической модели к гидродинамической модели возникает ряд сложностей, связанных с применением апскейлинга, т. е. объединения нескольких мелких ячеек, несущих информацию о ФЕС, в одну более крупную путем усреднения значений проницаемости по нескольким ячейкам и внесения в более крупную гидродинамическую ячейку. Это может привести к потере некоторых высоких значений проницаемости, а также к некорректному планированию геолого-технологических мероприятий на всех этапах доразведки месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Бембель С.Р. Геологические модели залежей нефти тюменской свиты в западной части ХМАО-Югры // Матлы Всеросс. науч.-тех. конф, Уфа.: УГНТУ, 2019. С. 24–25.

Бембель С.Р., Авершин Р.В., Бембель Р.М., Кислухин В.И. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения залежей трудноизвлекаемых запасов нефти в коллекторах тюменской свиты Сургутского свода (Западная Сибирь) // Изв. вузов. Нефть и газ. 2020. № 5. С. 8–19. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-8-19.

Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Марутян О.О. и др. Привязка данных по керну к материалам ГИС — важный этап построения цифровой модели месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. № 3 (18). С. 5. DOI 10.29222.- ipng. 2078-5712-2017-18- art5.

Закиров С.Н., Аникеев Д.П. Технологии скважин и алгоритмы интерпретации результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2 (21). С. 16. DOI 10.29222.- ipng. 2078-5712-2018-21- art16

Закревский К.Е., Газизов Р.К., Каримова Е.Н., Лепилин А.Е. Система тестов для оценки качества пакетов геологического моделирования // Территория Нефтегаз. 2018. № 9. С. 36–49.

Медведев Н.Я., Кос И.М., Никонов В.Ф., Ревнивых В.А. Юрские отложения западной части Среднего Приобья как объект для наращивания промышленных запасов нефти // Нефтяное хозяйство. 2002. № 8. С. 48–50.

Новиков Г.Р., Усманов И.Ш. Геологические предпосылки развития ресурсно-сырьевой базы ОАО «Сургут-

нефтегаз» // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона. Екатеринбург: Путиведь, 2001. С. 15–24.

Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья // ФБУ «ГКЗ», 2015. 100 с.

Тюкавкина О.В. Контроль и регулирование процессов разработки, эксплуатации сложнопостроенных коллекторов с применением комплекса стандартных исследований фильтрационно-емкостных параметров // Технологии нефти и газа. 2020. № 3(128). С. 37–42.

Шустер В.Л., Тюкавкина О.В., Вересович А.А. Геологоразведочные работы по выявлению и картированию сложнопостроенных, неантиклинальных ловушек месторождений Западной Сибири // Технологии нефти и газа. 2019. № 5. С. 37–41. DOI: 10.32935/1815-2600-2019-124-5-37-41.

Carpenter C. Method integration improves reservoir-property prediction in East Siberia // J. Petrol. Technology. 2019. Vol. 71 (01). P. 50–51.

Feder J., Rassenfoss S. Data is not scarce, but oil companies Hoard it as if it Were // J. Petrol. Technology. 2019. Vol. 71 (05). P. 42–44.

Mishra S., Schuetter J., Datta-Gupta A., Bromhal G. Robust data-driven machine-learning models for subsurface applications: Are we there yet? // J. Petrol. Technology. 2021. Vol. 73 (03). P. 25–30.

Статья поступила в редакцию 05.09.2021;
одобрена после рецензирования 26.10.2021;
принята к публикации 28.04.2022.