

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.18-42>

EDN CWORMD

УДК 550.8.05

**Прикладные основы методики обработки
геолого-промысловых данных и повышения
эффективности геометризации сложнопостроенных
залежей нефти**

¹Тюкавкина О.В., ²Шустер В.Л., ³Пермякова И.С., ⁴Капитонова И.Л.

¹Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³ООО «ДаллАльянс», Москва, Россия

⁴ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия

**Applied basis of the approach to geological and field data pro-
cessing and improvement of complex oil reservoir
geometrization efficiency**

¹O.V. Tyukavkina, ²V.L. Shuster, ³I.S. Permyakova, ⁴I.L. Kapitonova

¹Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

²Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

³«DallAlyance» LLC, Moscow, Russia

⁴Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia

E-mail: tov.sing@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются вопросы структуризации комплекса геолого-промысловой информации, разработки методов исследования ниже-среднеюрских сложнопостроенных (неантиклинальных) залежей на примере длительно разрабатываемых месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Цель исследований – выявление определенной последовательности обработки данных, которая позволит систематизировать и структурировать полученный промысловый материал для конкретной залежи. В результате исследований: показаны данные статистической об-

работки параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) (ПК «Statistica-base»); показаны алгоритмы выделения возможных погрешностей при обработке данных; показаны погрешности, которые влияют на качество интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) (на основе качественного и количественного сравнения), установления граничных значений величины α ПС как критериев коллектора, сопоставления лабораторных данных и результатов ГИС и др. Авторами проведен анализ изменения амплитуды α ПС, значений УЭС в нефтяной залежи, значений нефте- и остаточной водонасыщенности (K_n , $K_{ов}$) в установленных зонах ВНК: максимального нефтенасыщения ($K_n = 1 - K_{ов}$), пониженной нефтенасыщенности ($0 < K_n > 1$), полного водонасыщения ($K_n = 0$) и др. Прикладная основа обработки данных включает в себя построение зависимостей параметров ФЕС, выполнение соответствующих информативных построений с учетом интерпретации геофизических данных, что позволяет уточнить геометрию сложнопостроенной залежи и сформировать локальную базу данных (ЛБД) для дальнейшей обработки многообъемной информации, построения геологических моделей в программных комплексах Petrel, Roxar RMS, tNavigator, Isoline-GIS и др.

Ключевые слова: неантиклинальная залежь, сложнопостроенный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, алгоритм

Для цитирования: Тюкавкина О.В., Шустер В.Л., Пермякова И.С., Капитонова И.Л. Прикладные основы методики обработки геолого-промысловых данных и повышения эффективности геометризации сложнопостроенных залежей нефти // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 18-42. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.18-42>. - EDN CWORMD

Abstract. The issues of structuring the complex of geological and field information, the development of applied research methods, which are based on the integration of geophysical survey data and the previously obtained results of laboratory studies of the Lower-Middle Jurassic non-anticlinal deposits, are based on the example of long-term developed fields of the West Siberian oil and gas province. The purpose of the research is to identify a certain sequence of data processing, which will allow systematizing and structuring the obtained commercial material for a particular deposit. As a result of research, it shows the data of statistical processing of parameters of reservoir properties (software package "Statistica-base"); algorithms for identifying possible errors in data processing are shown; it shows the errors that affect the quality of interpretation of well logging (based on qualitative and quantitative comparison), establishing the boundary values of the α PS value as reservoir criteria, comparing laboratory data and well logging results, etc. The authors analyzed the change in the α PS amplitude, resistivity values in the oil reservoir, oil saturation values (K_n , K_{ov}) in the established zones of oil-water contact (OWC): maximum oil saturation ($K_n = 1 - K_{ov}$), reduced oil saturation ($0 < K_n > 1$), full water saturation ($K_n = 0$), etc. Applied basis for data processing includes the construction of dependences of the parameters of reservoir properties.

Key words: non-anticline reservoir, complex reservoir, reservoir properties, algorithm

For citation: O.V. Tyukavkina, V.L. Shuster, I.S. Permyakova, I.L. Kapitonova Prikladnyye osnovy metodiki obrabotki geologo-promyslovykh dannykh i povysheniya effektivnosti geometrizatsii slozhnopostroyennykh zalezhey nefti [Applied basis of the approach to geological and field data processing and improvement of complex oil reservoir geometrization efficiency]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 18-42. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.18-42>. EDN CWORMD (in Russian)

Введение

В настоящее время при решении задач геометризации сложнопостроенных залежей и дальнейшего моделирования остро стоят вопросы формирования ЛБД, так как от качества собранного и предварительно обработанного материала будет зависеть и качество полученной модели в целом для залежи.

На территории Западной Сибири разработка месторождений поздней стадии эксплуатации характеризуется поддержанием уровней добычи нефти в основном за счет вовлечения в процесс выработки трудноизвлекаемых запасов и труднодоступных ресурсов [17, 21, 22, 24]. В связи с этим для обоснования наиболее эффективных мероприятий регулирования выработки запасов из таких залежей, выбора системы разработки и эксплуатации сложнопостроенных залежей возникает необходимость получения дополнительных сведений о детальности геологического строения, условиях формирования коллектора, достоверности параметров геометрии коллектора с учетом его различных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и по разрезу.

Геологическое доизучение ниже-среднеюрских отложений (в т.ч. пласта Ю₂) в пределах длительно разрабатываемых месторождений Западной Сибири актуально в теоретическом и практическом отношениях, так как в условиях значительной выработанности залежей некома основные перспективы связаны с разработкой сложнопостроенных (неантиклинальных) залежей юры. Особенности размещения и условия формирования нефтегазоносных резервуаров юры на территории Западной Сибири в разное время изучались и отражены в работах: Алексеева В.П. [1, 2], Архипо-

ва С.В., Бембеля С.Р. [3, 4], Бембеля Р.М. [2], Гурари Ф.Г., Жемчугова Ю.А., Зарипова О.Г. [8], Конторовича А.Э., Коса И.М. [9], Костеневи-ча К.А., Мкртчяна О.М., Мясниковой Г.П., Никонова В.Ф., Ревнивых В.А., Соколовского А.П., Сонича В.П., Шпильмана В.И., Усманова И.Ш. [22], Федорцова И.В., Ясовича Г.С. и многих других исследователей. Современ- ный взгляд на вопросы поисков углеводородов в породах фундамента и коры выветривания отражены работах Лобовой Г.А., Исаева В.И., Тугаре- вой А.В. и др. [10, 18]. Актуальные направления оценки особенностей геологического строения и свойств коллекторов посредством применения разномасштабных материалов геофизических исследований отражены в работах Мельника И.А., Нургалиева Д.К. Шарфа И.В. и др. [11, 12]. Нижне-среднеюрские залежи по своим морфологическим особенностям отно- сятся к ловушкам замкнутого типа, которые являются составляющей ча- стью неантиклинальных ловушек и часто присутствуют вместе с ловушка- ми литологических экранов [15]. Ловушки замкнутого типа связаны с тер- ригенными породами речных палеодолин, дельтовых протоков, прибрежных баров и других прибрежно-морских аккумулятивных тел, которые контро- лируются распространением песчаного тела. На территории Западной Си- бири в пределах исследуемых Тевлинско-Русскинского, Вать-Еганского, Самотлорского, Федоровского месторождений такие ловушки образова- лись в результате неравномерного уплотнения осадков, процессов образо- вания вторичной пористости и трещиноватости, эпигенетической цемента- ции и др. Наиболее хорошие фильтрационно-емкостные свойства харак- терны для отложений, которые в нижнеюрское время были на дневной по- верхности (палеореки) и подвергались эрозии. В результате этих процессов могли образоваться участки с хорошей пористостью и проницаемостью среди более плотных алевро-песчаных разновидностей.

В ранее опубликованных работах авторов [19, 21, 26] и других ис- следователей [4-9, 17] показана значительная изменчивость ФЕС нижне-

среднеюрских отложений как по площади, так и по разрезу, сильная расчлененность разрабатываемых пластов Ю₂, поэтому для эффективного освоения залежей 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» [3, 8].

Вышесказанное обуславливает актуальность исследований, направленных на повышение эффективности изучения морфологии таких залежей, при этом возникает необходимость структуризации полученных многообъемных и разномасштабных промысловых данных [2, 4, 17, 20].

Материалы и методы

Для проведения детального анализа геолого-промысловых данных необходимо обобщение значительного объема литологической, геохимической и петрографической информации [7, 8, 20], это позволит не только группировать объекты по степени их «однородности», но и определить в каком сочетании связываются определенные закономерности и между какими параметрами можно проследить взаимосвязи, наблюдается ли зависимость параметров от территориальной принадлежности пород и др. [2,4].

Также необходимо отметить, что привязка керн к данным геофизических исследований скважин (ГИС) является основным этапом установления морфологии и геометризации залежи, построения геологической 3Д модели, а от качества полученных результатов в дальнейшем будет зависеть и величина погрешности при определении ФЕС, поэтому необходимо учитывать «состояние» отобранных образцов, характеризующих «... типичные проблемы, связанные с отбором и транспортировкой керн, которые в итоге могут привести к неверным заключениям о запасах залежи» [5]. Исходя из анализа работ предшественников и ранее изданных работ авторов [19, 25, 26] установлены основные закономерности как геологического строения, так и дана оценка ФЕС (сопоставление результатов

лабораторных исследований и интерпретации ГИС), на наш взгляд, основные составляющие алгоритма для обработки результатов геолого-промысловых данных (получение минимальной погрешности при геометризации и картировании неантиклинальных залежей юры) включают четыре этапа, где происходит основной набор и обработка геолого-промысловой информации (Рис. 1).

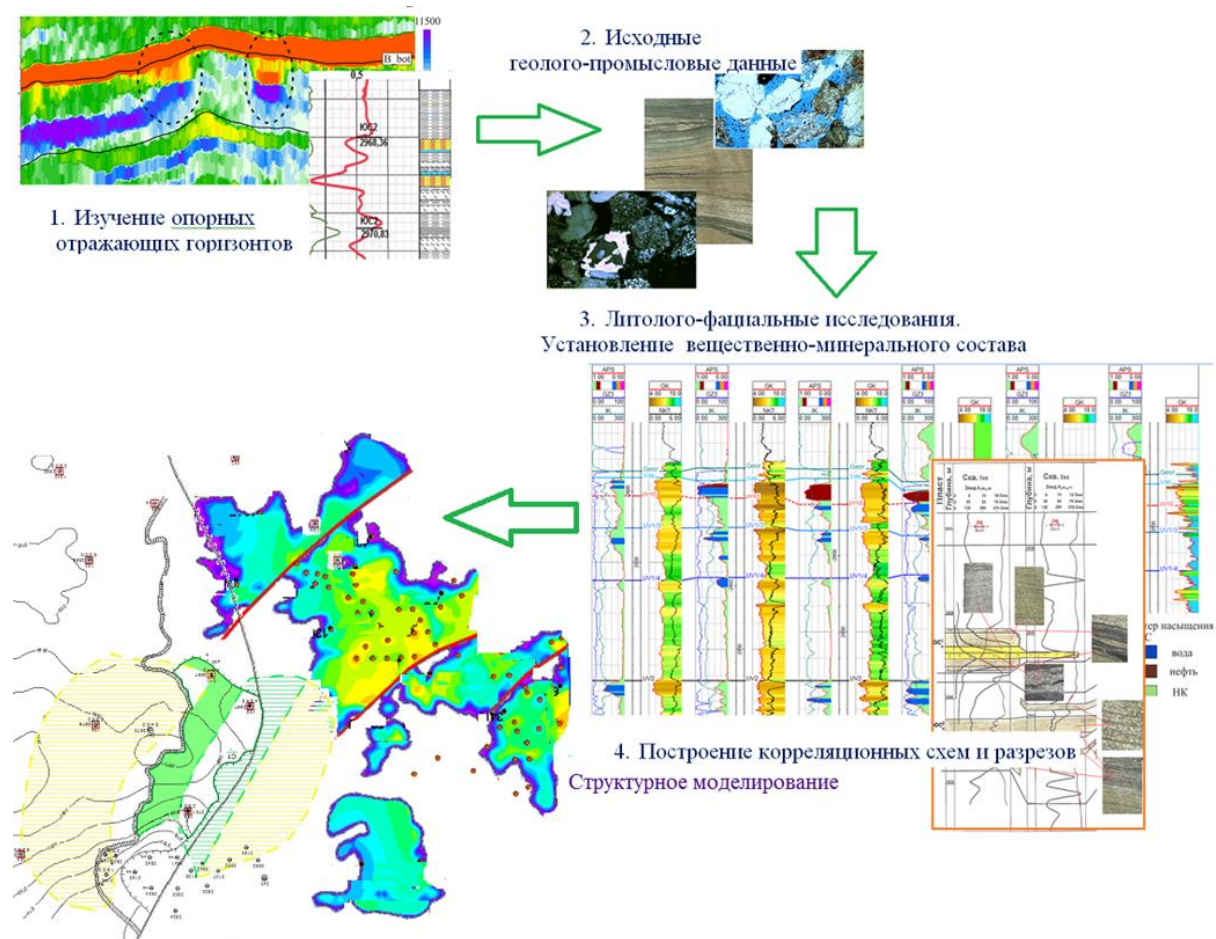


Рис. 1. Алгоритм и основные этапы обработки данных для повышения эффективности геометризации и моделирования объектов разработки (неантиклинальных залежей)

Используя предложенный алгоритм, на каждом из предлагаемых четырех этапов происходит постепенное формирование полной базы данных, что в дальнейшем позволит получить хорошую возможность для последующего комплексирования результатов всех имеющихся методов, а при обработке данных появится возможность недостатки одного метода компен-

сировать преимуществами другого, а также сформировать адекватное представление об объекте разработки. В целом аналитика данных (DA) – процесс сбора и анализа параметров, необходимый для понимания закономерностей и взаимосвязей в многомерных наборах данных [29], при помощи которого можно установить алгоритмы обработки геолого-промысловых параметров для конкретной залежи. При интерпретации материалов ГИС необходимо принимать во внимание, что «...геологическая модель учитывает данные интерпретации сейсмических исследований, интерпретации каротажа скважины, петрофизической и геологической моделей пласта. Поправки к геологической модели пересматриваются на основе качественного и количественного сравнения. Пересмотренные поправки позволяют уменьшить диапазон геологических неопределенностей и скорректировать программу геологоразведочных работ» [27].

При формировании ЛБД возникают сложности и неопределенности, которые на этапе геометризации эксплуатационного объекта могут быть снижены за счет уменьшения погрешностей результатов, полученных в пределах отдельно взятого метода или интеграции всей имеющейся информации (комплекса методов) [20]. Определение области погрешности и ее уменьшение возможно за счет взаимных ограничений, полученных путем сопоставления результатов, полученных различными методами [20, 27], а также за счет комплексного системно-статистического подхода к обработке результатов измерений и выбора наиболее оптимального решения, в связи с чем нами предлагается «Алгоритм выявления погрешностей для формирования локальной базы данных (ЛБД)», который может быть выстроен (откорректирован) с учетом исходной информации в зависимости от количества и качества параметров, полученных при проведении исследований (Рис. 2).



Рис. 2. Алгоритм выявления погрешностей для формирования локальной базы данных (ЛБД) и последующего моделирования сложнопостроенных залежей

Основной целью применения алгоритма является выделение погрешностей оборудования (технологии) и погрешностей интерпретации полученных результатов при проведении технологических процессов и интерпретации данных ГИС. В нашем случае этот этап исследований базировался на использовании цифрового анализа решений, возможных к принятию, то есть это своеобразный «... отказ от действий, основанных на опыте

и интуиции» [28]. Разделение методов на группы – прямых и косвенных исследований, позволит максимально выявить размерность погрешности, влияющей на итоговый результат в каждой группе или ее составляющей единице.

Также при формировании ЛБД объекты разработки (сложнопостроенные залежи) группировались в «эталонные модели», учитывающие как генезис отложений, так и количественные критерии (ФЕС, литологические и петрографические особенности, морфологические и структурные признаки и др.) с учетом получения результатов ГИС «... однотипной скважинной аппаратурой, предназначенной для прямого измерения параметров пласта (с учетом определения поправок в точках контроля» [20]. При выделении коллекторов применялись и основные (классические) приемы для выделения эксплуатационного объекта разработки по качественным критериям:

- а) терригенный коллектор:
 - отрицательные значения амплитуды кривой ПС;
 - при равенстве удельных сопротивлений пластовой воды и фильтрата бурового раствора – отсутствие аномалий ПС;
 - наличие глинистой корки (отклонение значение кавернометрии от номинального диаметра скважины);
 - значения амплитуды кривой ГК (гамма-каротажа) – минимальные в случае отсутствия радиоактивных минералов;
 - значения кривой КС (кажущегося сопротивления) – положительные в продуктивной части пласта;
 - при равенстве удельных сопротивлений пластового флюида фильтрата бурового раствора интерпретация кривой БКЗ (бокового каротажного зондирования) затруднена в силу проникновения фильтрата в пласт;
 - увеличение показаний УЭС (удельного электрического сопро-

тивления) в нефтенасыщенных интервалах (при увеличении длины зонда БКЗ), уменьшение показаний УЭС – наличие водоносного интервала (или зоны смешивания нефть-вода).

б) сложнопостроенный, многопластовый коллектор с повышенной глинистостью (прослоями глин):

- все перечисленные выше показания, что и при определении терригенного коллектора;
- изменение амплитуды ПС (показатель $\alpha_{ПС} < 0,3$) в отличие от хорошо выдержанного песчаного пласта;
- значительное понижение показаний на кривой гамма-каротажа (ГК) ($\alpha_{ГК}$) и др.

Кроме качественных признаков наличия коллектора, используемых при интерпретации данных стандартного комплекса ГИС, коллекторы выделялись по материалам повторных замеров ГИС в открытом стволе, реже – в обсаженном.

Результаты

Выделение коллекторов проводилось по полученным ранее данным проведенных лабораторных исследований, а в случае их отсутствия использовались статистический и корреляционный подходы [14, 20, 23, 25]. Полученные лабораторные результаты были обработаны в программе «Statistica-base» и установлены как степень статистической значимости (F) используемых параметров, так и вероятность получения случайной величины – ошибки (P), по сравнению с ранее наблюдаемым. Установлено, что использование не зависящих друг от друга параметров при выполнении статистической обработки и графических построений дает наибольшую неопределенность (погрешность) (Рис. 3).

Multivariate Tests of Significance (Spreadsheet2)				
Effect	Test	Value	F	p
2. Текст. особ	Wilks	0,984597		
3. Фаши	Wilks	0,972185		
4. УЭС, Ом*м	Wilks	1,000000		
5. аПС. л.ел	Wilks	0,962187	0,628790	0,439400
6. ГК, мР/ч	Wilks	0,942364	0,978584	0,337274
7. Кп. %	Wilks	0,951243	0,820103	0,378585
8. Кпр, мД	Wilks	0,936538	1,084194	0,313240
9. Кгл, %	Wilks	0,999043	0,015326	0,903015
10. УЭС, Ом*м	Wilks	1,000000		
"NewVar1"	Wilks	0,984410		
"NewVar2"	Wilks	1,000000		
"NewVar3"	Wilks	1,000000		
"NewVar4"	Wilks	0,986730	0,215177	0,648988

Classification Matrix			
Rows: Observed classifications			
Columns: Predicted classification:			
Class	Percent Correct	0	1
0 вода	33,3333	2,000000	4,000000
1 нефть	90,0000	2,000000	18,000000
Total	77,7778	4,000000	22,000000

Classification Matrix			
Rows: Observed classifications			
Columns: Predicted classifications			
GENERAL Class	Percent Correct	нет	есть
вода	100,0000	0,000000	0,000000
нефть	95,0000	1,000000	1,000000
Total	97,5		1,65

Рис. 3. Применение алгоритмов программы «Statistica-base»

Условные обозначения: а) модуль «Effective hypothesis decomposition» (эффективное разложение гипотез), б) применение модуля «Classification matrix» (матрица ошибок до установления сложнопостроенных залежей, в) корректность определения нефтенасыщенных интервалов после уточнения границ объекта разработки.

NewVar1(2, 3, 4) – прогнозные возможные варианты для проведения исследований

По результатам лабораторных испытаний был выделен основной критерий, который позволяет классифицировать породу как «коллектор» или «неколлектор» – это критическое или граничное значение коэффициента проницаемости ($K_{пр.к}$) (при $K_{пр.к} > K_{пр}$ порода оценивалась как коллектор, при $K_{пр} < K_{пр.к}$ – неколлектор). Критическое значение проницаемости определялось величиной рентабельного (минимального) дебита нефти (Q_n) или газа (Q_g) для района работ. По величинам минимального дебита, используя корреляционные связи: $K_{пр} = f(K_n)$ или $K_n = f(K_{гл})$, были установлены критические значения проницаемости. По результатам статистической обработки, можно видеть, что для исследуемой неантиклинальной залежи пласта Ю₂ значения пористости изменяются от 13 % до 22 %, проницаемости от 0,1 мД до 73 мД, критическое значение аПС – 0,3 (Рис. 4).

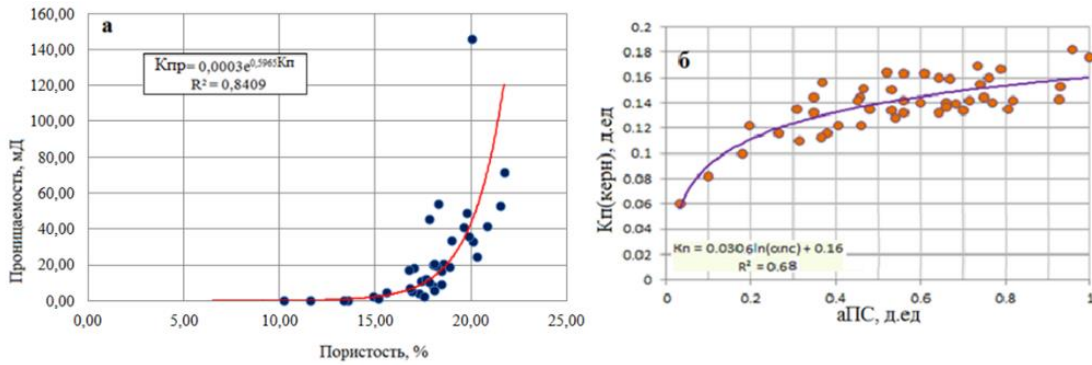


Рис. 4. Уравнения зависимостей параметров: коэффициента пористости, проницаемости, значений α ПС для коллектора Ю₂

Условные обозначения: а) кривая и уравнение зависимости пористости от проницаемости; б) зависимость изменения амплитуды α ПС от коэффициента пористости, установленного по керну (на примере одного из месторождений Широкого Приобья)

Определение коэффициентов пористости для горизонта Ю₂ осуществлялось по степенной корреляционной связи $K_{п} = f(\alpha\text{ПС})$. Для оценки коэффициента пористости горизонта Ю₂ была построена палетка, устанавливающая связь $K_{п}$ с $\alpha\text{ПС}$ и $\alpha_{\text{ГК}}$. Оценка коэффициента пористости в данном случае была проведена только по относительному параметру потенциала собственной поляризации (при отсутствии гамма-каротажа). Коэффициенты проницаемости ($K_{пр}$) пластов оценивались по петрофизической зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$ (Рис. 5).

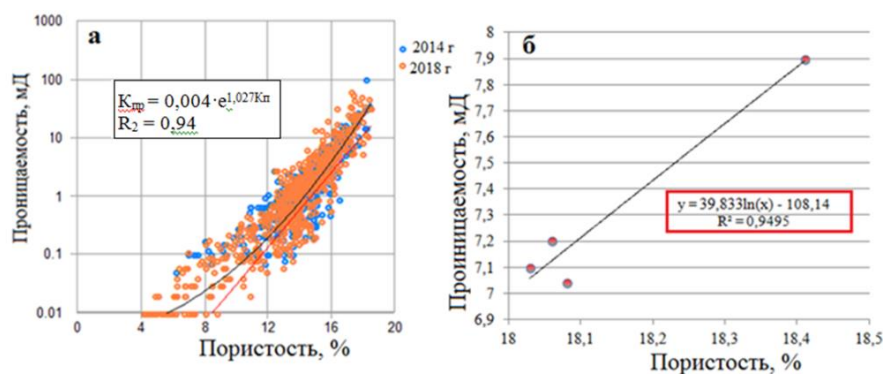


Рис. 5. Уравнения зависимостей параметров пористости и проницаемости

Результаты ГИС и лабораторные исследования керна: а) экспоненциальная функция (исследования керна – 2014 г. (оранжевый цвет), 2019 г. (голубой цвет)) б) логарифмическая функция (модель, фация подводной части дельты (пласт Ю₂), обобщенная по результатам исследования керна и ГИС (на примере одного из месторождений Широкого Приобья)

По результатам изучения параметра глинистости, который позволяет судить об объемном содержании глин в породах-коллекторах и, следовательно, об изменении фильтрационно-емкостных свойств коллектора была проведена оценка глинистости коллектора. Как правило, глинистость ($K_{\text{гл}}$ (V_{shale})) оценивается по данным ГК или ПС, поэтому можно считать, что коэффициент глинистости равен относительной амплитуде интенсивности гамма-излучения ΔJ_{γ} (двойному разностному параметру ГК):

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_{\gamma} - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}} \quad (1)$$

где J_{γ} – показания ГК, мкР/ч;

J_{\min} – показания ГК в пласте чистого песчаника, мкР/ч;

J_{\max} – показания ГК для пластов «неразмытых» (чистых) глин, мкР/ч.

Наиболее точные значения могут быть получены при сопоставлении значений эмпирической петрофизической зависимости между показаниями ГК и $K_{\text{гл}}$, получаемой в результате лабораторных исследований керна и данных, полученных при математическом вычислении.

По методу ПС глинистость приближенно можно оценить по формуле:

$$K_{\text{гл}} = \frac{\Delta U_{\text{пс}} - \Delta U_{\text{псmin}}}{\Delta U_{\text{псmax}} - \Delta U_{\text{псmin}}} \quad (2)$$

где $\Delta U_{\text{пс}}$ – показания ПС, мВ;

$\Delta U_{\text{псmin}}$ – показания ПС в пласте чистого песчаника, мВ;

$\Delta U_{\text{псmax}}$ – показания ПС для пластов «неразмытых» (чистых) глин, мВ.

Объемная доля воды в суммарном потоке двух несмешивающихся жидкостей определялась зависимостью Баклея-Леверетта. Безразмерная J -функция Леверетта масштабирует капиллярное давление с учетом ФЕС породы, согласно следующему соотношению:

$$J = \frac{P_k}{\sigma U_{\text{const}} \sqrt{\frac{m}{K}}} \quad (3)$$

где J – безразмерная J -функция Леверетта;

P_k – капиллярное давление, атм;

σ – поверхностное натяжение жидкости, Н/м;

m – пористость, д.ед.;

K – проницаемость, мД;

U_{const} – константа, значение которой устанавливается в зависимости от выбора единиц измерения (в модели принята метрическая система единиц, $U = 0,314153$ д.ед.). Коэффициент поверхностного натяжения определен экспериментально и составляет 71×10^{-3} Н/м при 20°C . Полученное в результате расчетов облако точек и проведенная по ним зависимость коэффициента нефтенасыщенности от J -функции представлены на рис. 6, нефтенасыщенным принимался коллектор со значением нефтенасыщенности более 30 %. Для условного разделения на нефтенасыщенный и водонасыщенный коллектор была использована отметка водонефтяного контакта (ВНК) – 2921 м.

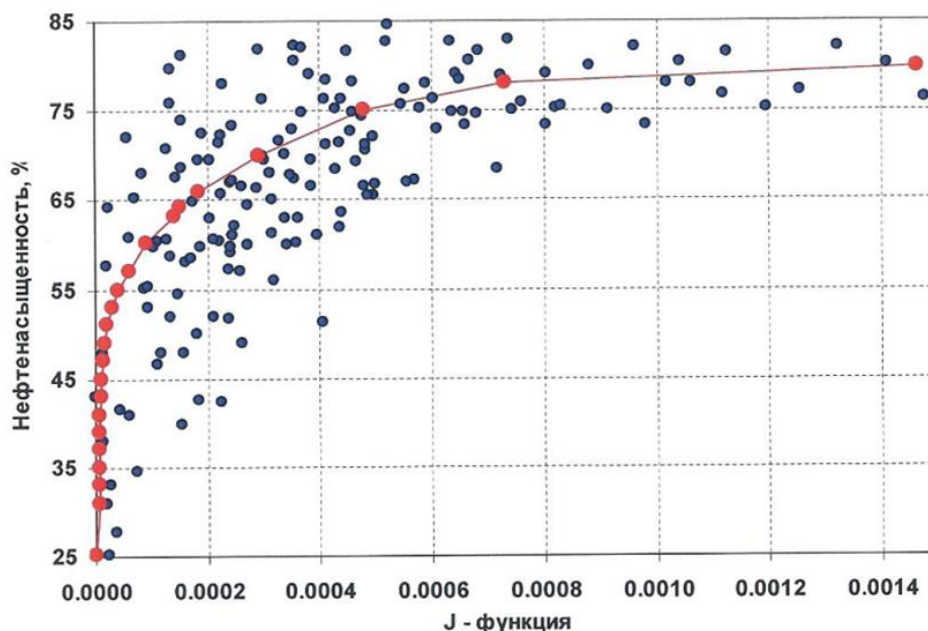


Рис. 6. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от J -функции (на примере одного из месторождений Широкого Приобья)

Полученные данные могут быть использованы при построении модели искомого куба нефтенасыщенности для неантиклинальной залежи

пласта Ю₂.

Итоговые результаты лабораторных и эмпирических исследований сгруппированы в табл. 1.

Таблица 1

Критерии выделения коллектора для пласта Ю₂.

№ пп	Параметр	Критерий расчета коллектора	Критерий расчета сложнопостроенного коллектора Ю ₂
1	Критерий коллектора	$\alpha\text{ПС} \geq 0,3$	При дисперсной глинистости $\alpha\text{ПС} \geq 0,3$, $a_{\text{ГК}} \geq 0,65$; при слоистой глинистости $\alpha\text{ПС} \geq 0,12$, $a_{\text{ГК}} \geq 0,65$
2	Критерий получения промышленного притока нефти, Ом·м	$r_{\text{п}} = 0,8 \cdot \alpha\text{ПС} + 5,5$	При дисперсной глинистости $r_{\text{п}} = 3,05 \cdot a_{\text{ГК}} + 4,45$; при слоистой глинистости $r_{\text{п}} = 2,17 \cdot \alpha\text{ПС} + 5,33$
3	Коэффициент пористости $K_{\text{п}}$, %	$K_{\text{п}} = 8,3 \cdot \alpha\text{ПС} + 11,7$, $r = 0,78$	$K_{\text{п}} = 0,0306 \ln(\alpha\text{ПС}) + 0,16$, если нет ГК $K_{\text{п}} = 8,33 \cdot \alpha\text{ПС} + 12,66$ $r = 0,63$ и если нет ПС $K_{\text{п}} = 20,28 \cdot a_{\text{ГК}} + 0,71$, $r = 0,69$
4	Коэффициент проницаемости $K_{\text{пр}}$, 10^{15} м^2	$K_{\text{пр}} = 39,833 \ln(K_{\text{п}}) - 108,14$, $r = 0,94$	$K_{\text{пр}} = 0,003 \cdot e^{0,596K_{\text{п}}}$, $r = 0,84$
5	Коэффициент нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$, %	$\lg W_{\text{в}} = 0,15 \cdot (\lg r_{\text{п}})^2 - 1,05 \cdot \lg r_{\text{п}} + 1,72$; $W_{\text{в}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{в}}$, $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}}$	$\lg W_{\text{в}} = 0,15 \cdot (\lg r_{\text{п}})^2 - 1,05 \cdot \lg r_{\text{п}} + 1,72$, $W_{\text{в}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{в}}$, $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}}$

Установление зоны ВНК обычно проводится по данным ГИС и по результатам испытания скважин, при этом при формировании локальной базы данных наиболее сложной будет задача корректировки зоны ВНК для пластов мощностью 12-18 м, где зона ВНК составляет 5-7 м, в некоторых случаях (при отсутствии результатов испытания скважин), отметку ВНК только по ГИС установить достаточно проблематично (Рис. 7).

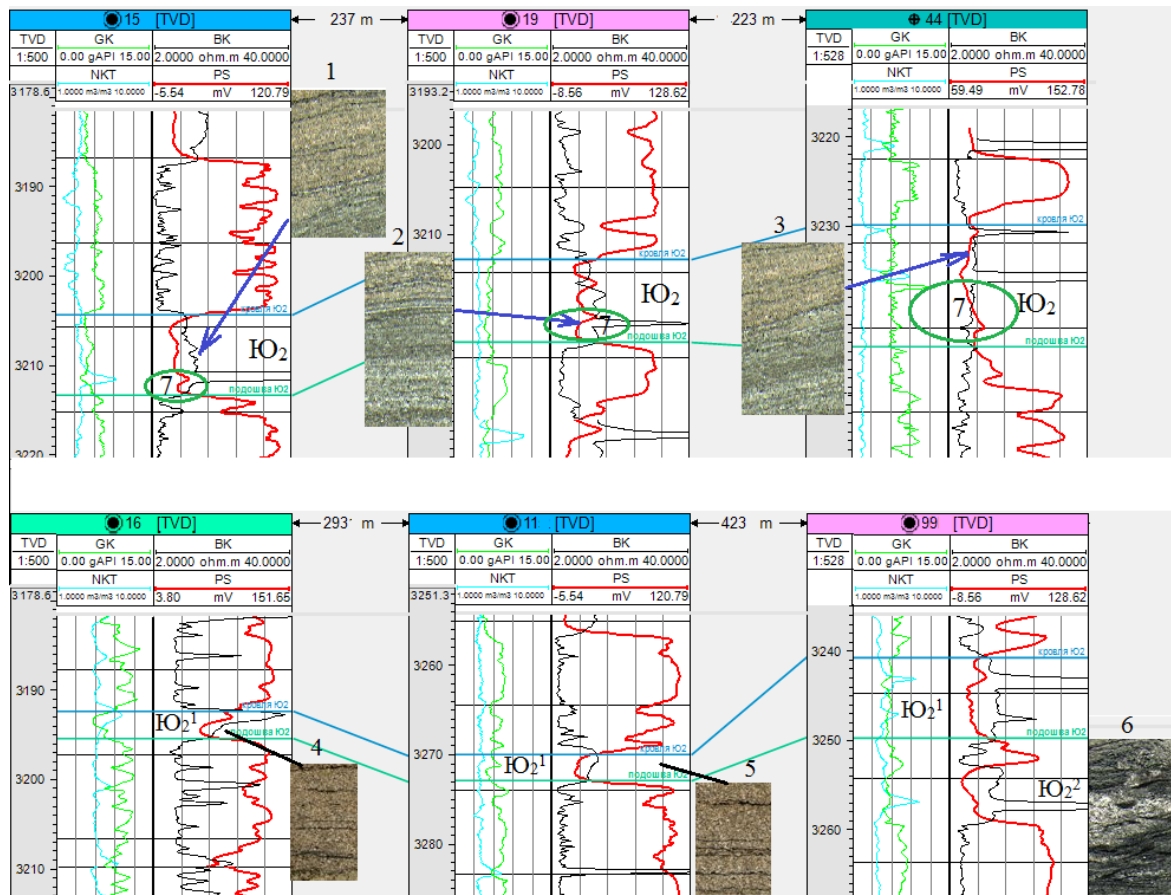


Рис. 7. Интерпретация результатов ГИС для пласта Ю₂ (на примере одного из месторождений Широтного Приобья)

Условные обозначения: 1, 2, 3 – выдержанный пласт Ю₂, 4, 5 – наличие маломощных отложений Ю₂ (верхняя часть – Ю₂¹), 6 – наличие отложений с углисто-глинистым детритом в нижней части пласта Ю₂ (нижняя часть – Ю₂²); 7 – зоны с «неоднозначным» установлением границы ВНК

В этом случае, для повышения качества геометризации и моделирования неантиклинальных залежей, мы предлагаем по результатам значений УЭС и изменения амплитуды α ПС, установленных значений нефтенасыщенности (K_n – коэффициент нефтенасыщенности, $K_{ов}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности) провести дополнительно исследование зоны ВНК с учетом установления: 1 – зоны максимального нефтенасыщения ($K_n = 1 - K_{ов}$); 2 – зоны пониженной нефтенасыщенности, в пределах которой нефтенасыщенность изменяется от $(1 - K_{ов})$ до нуля; 3 – зоны полного водонасыщения. После построения эмпирических и эксперименталь-

ных зависимостей, представленных выше в работе, были получены параметры определения переходной зоны (Табл. 2).

Таблица 2

Геолого-геофизические параметры моделирования зоны ВНК (5 м). Расчетный участок залежи Ю₂ (на примере одного из месторождений Широкого Приобья)

Размеры ячеек залежи			Геолого-геофизические параметры зоны ВНК				
К-во ячеек по оси X	К-во ячеек по оси Y	К-во ячеек по оси Z	Глубина, м	Зона ВНК	$\alpha_{ПС}$	КС (Ом*м)	К _н , %
219	314	65	2920-2921	зона максимального нефтенасыщения	0,89	16	72
			2921-2921,5	зона максимального нефтенасыщения	0,72	8,6	54
			2921,5-2923	зона с повышенным содержанием связанной воды	0,87	7,5	54
			2923-2924	зона с наличием свободной капиллярной воды	0,87	4,5	32
			2924-2925	зона полного водонасыщения	0,89	3,2	12

Анализ параметров коэффициента извлечения нефти (КИН) для исследуемого пласта показал, что по некоторым исследуемым залежам несколько завышаются показатели разработки и оценка КИН может быть завышена на 35-45 %, поэтому при дальнейшей работе актуальными остаются вопросы принятия решений по установлению причин, вызывающих завышение КИН и задачи по коррекции данных. Завышение КИН говорит о необходимости выделять критерии интервала проницаемости основной сетки с поправкой на снижение проницаемости за счет различных технологических факторов, например, эффективность применяемого метода увеличения нефтеотдачи, качество закачиваемой воды и наличие в ней твердых взвешенных частиц, которые по размерам могут превышать размеры пор пустотных каналов и др.

Дискуссия

По результатам выполнения работы дискуссионными остаются вопросы установления критериев оценки нефте- и водонасыщенности методами ГИС, в том числе корректность определения значений удельного электрического сопротивления (УЭС) горной породы (коллектора) после проведенных методов воздействия на пласт и увеличения дебитов скважин. Данные вопросы обсуждались со специалистами кафедр геологии и разведки месторождений углеводородов и геофизики Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, ИПНГ РАН, в департаменте недропользования и нефтегазового дела РУДН.

В процессе обсуждения было отмечено, что особую сложность при геометризации сложнопостроенных (неантиклинальных) залежей будет представлять процесс моделирования переходной зоны ВНК (зоны пониженной нефтенасыщенности, в пределах которой нефтенасыщенность изменяется от $(1 - K_{ов})$ до нуля). Эта зона является переходной от полного водонасыщения к максимальному нефтенасыщению и, следовательно, на основании характера нефтенасыщенности, в свою очередь, так же будет делиться на составляющие части: 1 – нижнюю зону с наличием свободной капиллярной воды, которая в процессе эксплуатации может отдаваться пластом при его эксплуатации; 2 – верхнюю часть с повышенным содержанием связанной воды; 3 – зону не отдающейся пластом (связанной) воды при его эксплуатации. Авторы пришли к выводу, что а) необходимо более детально изучить верхнюю часть неантиклинальной залежи (пласт Ю₂), где наблюдается повышенное содержание связанной воды и в случае пренебрежения может дать значительную «ошибку» при моделировании; б) необходимо получить параметры лабораторных и эмпирических исследований относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в пределах нефтенасыщенной зоны исследуемого объекта с учетом зоны ВНК.

Заключение

По результатам представленных исследований авторский коллектив приступает к следующему этапу – моделирование неантиклинальных залежей, который планируется реализовать посредством ПК Petrel с учетом рекомендаций Регламента [16].

При построении куба нефтенасыщенности предполагается дополнительно провести исследования, обозначенные в ходе дискуссии и предпринять попытку обобщения численных и промысловых исследований, с учетом данных загрязнения околоскважинного пространства и призабойной зоны [13]. Для некоторых участков, возможно, будут локально уменьшены ячейки основной сетки, куда вносятся значения проницаемости и нефтенасыщенности с учетом динамики показателей разработки для условий – низко-проницаемый коллектор.

Выводы:

- прикладными основами исследований геолого-промысловых данных для повышения качества геометризации неантиклинальной залежи (пласт Ю₂) является поэтапный подход к обработке данных и необходимость ввода нескольких иерархических уровней (количество зависит от степени сложности строения и параметров объекта исследований), которые в дальнейшем (при моделировании) необходимо будет делить на более мелкие с учетом предпочтительных параметров и их значений;
- коллекторы в разрезах скважин можно выделить, используя как прямые (качественные), так и статистические (количественные) признаки;
- важные критерии оценки нефте- и водонасыщенности устанавливаются сопоставлением результатов лабораторных исследований интерпретации ГИС. Корректность определения удельного электрического сопротивления (УЭС) горной породы в зоне ВНК требует выделения дополнительных критериев для установления границ чисто-нефтяной зоны кол-

лектора;

– основной сложностью при геометризации будет участок зоны ВНК с наличием свободной капиллярной воды и связанной воды, которая не отдается пластом в процессе его эксплуатации и требует анализа значительного объема ГИС, проведение дополнительных лабораторных исследований керна и определения относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Важно отметить, что при переходе от этапа формирования ЛБД к геометризации и 3D моделированию неантиклинальной залежи достаточно остро стоят вопросы определения параметров ОФП среды исследуемого объекта (залежи) на кернах, что отмечалось и рядом других исследователей «... одним из важных параметров являются относительные фазовые проницаемости (ОФП)... однако может возникнуть ситуация получения множества ...неактуальных определений открытой пористости и абсолютной проницаемости на кернах...» [7, С. 16].

Список литературы

1. Алексеев В.П. Верхняя граница тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района: «келловейская» трансгрессия /В.П. Алексеев, М.Ф. Печеркин, В.А. Савенко // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры (Одиннадцатая науч.-практ. конф.). Ханты-Мансийск. 2008. С. 171-181.
2. Алексеев В.П. Характер редукции нижней части тюменской свиты в Шаимском нефтегазоносном районе / В.П. Алексеев, М.Ф. Печеркин, В.А. Савенко // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры (Десятая науч.-практ. конф.). Ханты-Мансийск. 2007. С. 237-245.
3. Бембель С.Р. О разведке многопластовых месторождений нефти и газа Западной Сибири / С.Р. Бембель, Р.М. Бембель // Нефт. хоз-во. 2012. № 5. С. 34–36.
4. Бембель С.Р. Поиск и картирование продуктивных объектов на западном склоне Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. 2012. № 8. С. 36.
5. Большаков М.Н. Привязка данных по керну к материалам ГИС – важный этап построения цифровой модели месторождения / М.Н. Большаков, Н.А. Скибицкая, О.О. Марутян, А.Ф. Халиуллина, Б.А. Никулин //Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. №3 (18) С. 5–13.
6. Глухманчук Е.Д. Причина несоответствия геологических моделей месторождений результатам их разработки /Е.Д. Глухманчук, В.В. Крупицкий, А.В. Леонтьевский // Геология нефти и газа. 2016. №1. С. 45.
7. Закиров С.Н. Технологии скважин и алгоритмы интерпретации результатов / С.Н. Закиров, Д.П. Анисеев // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №2(21).

- С. 16. DOI: 10.29222.-ipng.2078-5712-2018-21-art16.
8. Зарипов О.Г. Некоторые особенности постседиментационных преобразований и критерии сохранности мезозойских терригенных коллекторов в глубоководных горизонтах Западно-Сибирской плиты / О.Г. Зарипов, И.М. Кос, В.П. Сонич // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. Екатеринбург. 2003. Вып. 3. С.59-64.
 9. Кос И.М. Влияние литологических особенностей пород на процессы разведки и разработки юрских отложений Широкого Приобья / И.М. Кос, Е.П. Кропотова, Т.А. Коровина, Е.А. Романова, И.В. Федорцов // Нефтяное хозяйство. 2004. №2. С. 70.
 10. Лобова Г.А. Поиски углеводородов в доюрском фундаменте центральной части Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9. № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2014.pdf (дата обращения: 10.09.2021).
 11. Мельник И.А. Повышение ценности информации при интерпретации стандартных материалов геофизических исследований скважин / И.А. Мельник, И.В.Шарф // Нефтегазовое дело. 2018. Т.16. № 3. С. 11-21.
 12. Нурғалиев Д.К. Оценка тектонической трещиноватости по данным разномасштабных геофизических исследований / Д.К. Нурғалиев, И.И. Нугманов, Е.В. Нугманова, Е.А. Ячменёва, К.М. Каримов // Нефтяное хозяйство. 2017. №2. С. 30–35.
 13. Мищенко И.Т. Энергосберегающие технологии разработки неоднородных коллекторов при нестационарном заводнении / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, К.А. Бравичев // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. №7(103). С. 14-20.
 14. Пермякова И.С. Геостатистический алгоритм коррекции скважинных данных в структурных построениях / И.С. Пермякова, О.В. Тюкавкина // Геофизика. 2019. №2. С. 23-29.
 15. Ратнер В.Я., Булатов Н.Н., Зубова М.А., Польстер Л.А. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. Альбом-справочник. Под редакцией В.В. Семеновича. М. Недра, 1982, 189 с.
 16. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей. М.: Министерство энергетики РФ. 2000. 129 с.
 17. Романчев М.А. Предварительные результаты комплексного решения задач разработки юрских отложений месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти / М.А. Романчев, Д.Г. Черных, А.И. Киррилов // Нефтяное хозяйство. 2013. №10. С. 66.
 18. Тугарева А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты / А.В. Тугарева, Г.А. Чернова, Н.П. Яковлева, М.Л. Мороз //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. №. 5. С. 58–66.
 19. Тюкавкина О.В. Анализ геофизических данных при разработке сложнопостроенных объектов юры месторождений Западной Сибири (методология и применение) / О.В. Тюкавкина, В.Л. Шустер //Технологии нефти и газа. 2020. №6(131). С. 17–24.
 20. Тюкавкина О.В. Научно-методические основы повышения эффективности интегрированной обработки многопараметровых геофизических данных при доразведке юрских отложений Западной Сибири /О.В.Тюкавкина // Диссертация....д.т.н.. Москва, 2021. 311 с.
 21. Тюкавкина О.В. Современные методы выявления зон сложнопостроенных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами для принятия эффективных проектных решений // Научно-технический журнал. Горный журнал. 2013. № 8. С. 50–58.
 22. Усманов И.Ш. Перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента западных участков Сургутского района / И.Ш. Усманов, Г.А. Куриленкова, Е.Г. Штепа // Нефтяное хозяйство. 2007. №9. С. 30–33.

23. Шелепов В.В. Геофизические методы определения коллекторских свойств сложно-построенных ниже-среднеюрских залежей в пределах месторождений Широного Приобья / В.В. Шелепов, О.В. Тюкавкина / Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. №1. С. 37–41.
24. Шпуров И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации структура, состояние, перспективы освоения /И.В. Шпуров, А.Д. Писарницкий, И.П. Пуртова, А.И. Вариченко // Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ». 2012. 256 с.
25. Шустер В.Л. Геологоразведочные работы по выявлению и картированию сложнопостроенных, неантиклинальных ловушек месторождений Западной Сибири / В.Л. Шустер, О.В. Тюкавкина, А.А. Вересович // Научно-технологический журнал «Технологии нефти и газа». 2019. № 5. С.37-41. DOI: 10.32935/1815-2600-2019-124-5-37-41.
26. Шустер В.Л. Проблемы поиска и разведки скоплений нефти и газа в трещиннокавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири /В.Л. Шустер, С.А. Пунанова, А.В. Самойлова // Геология нефти и газа. 2011. №2. С. 26.
27. Carpenter C. Method Integration Improves Reservoir-Property Prediction in East Siberia // Journal of Petroleum technology. 2019. V.71(01). PP. 50–51.
28. Feder J. Data is Not Scarce, But Oil Companies Hoard it as if it Were /J. Feder, S. Rassenfoss // Journal of Petroleum technology. 2019. V.71(05). PP. 42–44.
29. Robust Data-Driven Machine-Learning Models for Subsurface Applications: Are We There Yet? / S. Mishra, J. Schuetter, A. Datta-Gupta, G. Bromhal // Journal of Petroleum technology. 2021. V.73(03). PP. 25–30.

References

1. Alekseev V.P., Pecherkin M.F., Savenko V.A. *Verkhnyaya granitsa tyumenskoy svity Shaimskogo neftegazonosnogo rayona: kelloveyskaya transgressiya* [Upper boundary of the Tyumen series of the Shaimskoye oil and gas region: Kelloveiskaya transgression]. Khanty-Mansyisk, 2008, pp. 171-181. (in Russian)
2. Alekseev V.P., Pecherkin M.F., Savenko V.A. *Kharakter reduktsii nizhney chasti tyumenskoy svity v Shaimskom neftegazonosnom rayone* [Reduction character of the lower portion of the Tyumen sedres in the Shaimskoye oil and gas region]. Khanty-Mansyisk, 2007, pp. 237-245. (in Russian)
3. Bembel S.R., Bembel R.M. On the exploration of multilayer oil and gas fields in Western Siberia. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry]. 2012, No. 5. pp. 34–36. (in Russian)
4. Bembel S.R., Search and mapping of producing formations on the western slope of the Surgut Arch. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry]. 2012, No. 8, pp. 36. (in Russian)
5. Bolshakov M.N., Skubitskaya N.A., Marutyan O.O., Khaliullina A.F., Nikulin B.A. *Privyazka dannykh po kernu k materialam GIS – vazhnyy etap postroeniya tsifrovoy modeli mestorozhdeniya* [Core to well log tie as an important stage of building a digital field model]. *Aktualnye Problemy Nefti i Gaza* [Actual Problems of Oil and Gas]. 2017, No. 3 (18), pp. 5–13. (in Russian)
6. Glukhmanchuk E.D., Krupitskii V.V., Leontievskii A.V. The reason for discrepancy between deposit geological model and deposit production results. *Geologiya Nefti i Gaza* [Oil and Gas Geology]. 2016, No. 1, pp. 45. (in Russian)
7. Zakirov S.N., Anikeev D.P. *Tekhnologii skvazhin i algoritmy interpretatsii rezul'tatov* [Well technologies and algorithms for interpretation of results]. *Aktualnye Problemy Nefti i Gaza* [Actual Problems of Oil and Gas]. 2018, No. 2(21), pp. 16. DOI: 10.29222.-ipng.2078-5712-2018-21-art16. (in Russian)
8. Zaripov O.G., Kos I.M., Sonich V.P. *Nekotorye osobennosti postsedimentatsionnykh preobrazovaniy i kriterii sohrannosti mezozoyskikh terrigennykh kollektorov v glubokoza-*

- legayushchih gorizontakh Zapadno-Sibirskoy plity* [Some peculiarities of post-sedimentation transformations and criteria of preservation of Mesozoic terrigenous reservoirs in deep horizons of the West Siberian plate]. Ekaterinburg, 2003, Vol. 3, pp.59-64. (in Russian)
9. Kos I.M., Kropotova E.P., Korovina T.A., Romanov E.A., Fedortsov I.V. Influence of lithology rock properties on the exploration and development processes in the wide Ob' Area. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry]. 2004, No. 2, pp. 70. (in Russian)
 10. Lobova G.A. Prospecting for hydrocarbons in pre-Jurassic basement of the central part of Western Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies]. 2014, Vo. 9, No. 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2014.pdf. (in Russian)
 11. Melnik I.A., Sharf I.V. *Povyshenie tsennosti informatsii pri interpretatsii standartnykh materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Adding value to information while interpreting standard well logging data]. *Neftgazovoye Delo* [Petroleum Engineering]. 2018, Vol.16, No. 3, pp. 11-21. (in Russian)
 12. Nourgaliev D.K., Nugmanov I.I., Nugmanova E.V., Yachmeneva E.A., Karimov K.M. Assessing the role of natural fracturing by multiscale geophysical investigation. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry]. 2017. No. 2, pp. 30–35. (in Russian)
 13. Mishchenko I.T., Bravicheva T.B., Bravichev K.A. *Energosberegayushchie tekhnologii razrabotki neodnorodnykh kollektorov pri nestacionarnom zavodnenii* [Energy-saving technologies for development of heterogeneous reservoirs under unsteady water flooding]. *Neftgaz.RU*. 2020, No. 7(103), pp. 14-20.
 14. Permyakova I.S., Tyukavkina O.V. *Geostatisticheskiy algoritm korrektsii skvazhinnykh dannykh v strukturnykh postroeniyyakh* [Geostatistical algorithm for correction of well data in structural constructions]. *Geophysica* [Geophysics]. 2019, No. 2, pp. 23-29. (in Russian)
 15. Ratner V.Ya., Bulatov N.N., Zubova M.A., Polster L.A. *Zalezhi nefi i gaza v lovushkakh neantiklinal'nogo tipa* [Oil and gas deposits in non-anticlinal traps]. Moscow: Nedra, 1982, 189 P. (in Russian)
 16. *Reglament po sozdaniyu postoyannodeystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modely* [Regulations on creation of permanently updated geological and reservoir simulation models]. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2000. 129 P. (in Russian)
 17. Romanchev M.A., Chernykh D.G., Kirillov A.I., Zelenov I.A., Nakraynikov A.A. Preliminary results of comprehensive study on development of hard-to-recover oil reserves in Jurassic reservoirs. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry]. 2013, No.10, p. 66. (in Russian)
 18. Tugareva A.V. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh otlozheniy tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskoy plity* [Geological structure and prospects for oil and gas potential of the pre-Jurassic sediments of the central part of the West Siberian Plate]. 2017, No. 5, pp.58–66. (in Russian)
 19. Tyukavkina O.V., Shuster V.L. *Analiz geofizicheskikh dannykh pri razrabotke slozhnopoastroennykh ob"ektov yury mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri (metodologiya i primeneniye)* [Analysis of geophysical data in the development of complex Jurassic production targets of Western Siberia (methodology and application)]. *Tekhnologii Nefti i Gaza* [Oil and Gas Technologies], 2020, No. 6(131), pp.17–24. (in Russian)
 20. Tyukavkina O.V. *Nauchno-metodicheskie osnovy povysheniya effektivnosti integrirovannoy obrabotki mnogoparametrovykh geofizicheskikh dannykh pri dorazvedke yurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Scientific and methodological basis for improving the efficiency of integrated processing of multi-parameter geophysical data for further exploration of Western Siberia Jurassic sediments]. Dr.Sc. thesis, Moscow, 2021. 311 P. (in Russian)
 21. Tyukavkina O.V. *Sovremennyye metody vyyavleniya zon slozhnopoastroennykh kollektorov*

- s trudnoizvlekaemyimi zapasami dlya prinyatiya effektivnykh proektnykh resheniy* [Modern methods of identification of complex reservoirs zones with hard-to-recover reserves to make effective design decisions]. *Gornyi Zhurnal* [Mining Journal]. 2013, No. 8, pp. 50–58. (in Russian)
22. Usmanov I.Sh., Kurilenkova G.A., Shtepa E.G. *Perspektivy neftegazonosnosti doyurskogo fundamenta zapadnykh uchastkov Surgutskogo rayona* [Oil and gas potential of the pre-Jurassic basement of the western parts of Surgut region]. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry], 2007, No. 9, pp. 30–33. (in Russian)
 23. Shelepov V.V., Tyukavkina O.V. Geophysical methods for determination of reservoir properties of complex Lower and Middle Jurassic deposits within the oil-gas fields of the Ob River region. *Vestnik Moskovskogo Universiteta* [Bulletin of Moscow University. Geology]. 2020, No. 1, pp. 37–41. (in Russian)
 24. I.V. Shpurov, A.D. Pisarnickiy, I.P. Purtova, A.I. Varichenko. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Rossiyskoy Federatsii struktura, sostoyanie, perspektivy osvoeniya* [Hard-to-recover oil reserves of the Russian Federation: structure, status, development prospects]. Tyumen: ZapSibNIIGG. 2012. 256 P. (in Russian)
 25. Shuster V.L., Tyukavkina O.V., Veresovich A.A. *Geologorazvedochnye raboty po vyavleniyu i kartirovaniyu slozhnopostroennykh, neantiklinal'nykh lovushek mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Geological exploration for identification and mapping of complex, non-anticlinal traps of Western Siberian fields]. *Tekhnologii Nefti i Gaza* [Oil and Gas Technologies]. 2019, No. 5. pp. 37-41. DOI: 10.32935/1815-2600-2019-124-5-37–41. (in Russian)
 26. Shuster V.L., Punanova S.A., Samoylova A.V. *Problemy poiska i razvedki skopleniy nefti i gaza v treshchinnokavernozykh massivnykh porodakh doyurskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* [Problems of prospecting and exploration of oil and gas accumulations in fractured cavernous massive rocks of the pre-Jurassic complex of Western Siberia]. *Geologiya Nefti i Gaza* [Oil and Gas Geology]. 2011, No. 2, p.26. (in English)
 27. Carpenter C. Method Integration Improves Reservoir-Property Prediction in East Siberia // *Journal of Petroleum technology*. 2019. V.71(01). pp.50–51. (in English)
 28. Feder J. Data is Not Scarce, But Oil Companies Hoard it as if it Were /J. Feder, S. Rassenfoss // *Journal of Petroleum technology*. 2019. V.71(05). pp.42–44. (in English)
 29. Robust Data-Driven Machine-Learning Models for Subsurface Applications: Are We There Yet? / S. Mishra, J. Schuetter, A. Datta-Gupta, G. Bromhal // *Journal of Petroleum technology*. 2021. V.73(03). pp. 25–30. (in English)

Сведения об авторах

Тюкавкина Ольга Валерьевна, доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе
Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23
E-mail: tov.sing@mail.ru

Шустер Владимир Львович, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник (лаборатория ресурсной базы и нефтегазового комплекса ИПНГ РАН), Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3
E-mail: tshuster@mail.ru

Пермякова Ирина Сергеевна, ведущий специалист по разработке месторождений, ООО «ДаллАльянс»
Россия, 143085, Москва, Заречье, ул. Весенняя, 2
E-mail: permyakova_is@mail.ru

Капитонова Ирина Леонидовна, старший преподаватель кафедры недропользования и нефтегазового дела ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов»
Россия, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6
E-mail: kapitonova-il@rudn.ru

Authors

O.V. Tyukavkina, Dr.Sc., Professor, Chair for Geology and Prospecting of Hydrocarbon Fields, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklouho-Maclay Str., Moscow, 117997, Russian Federation
E-mail: tov.sing@mail.ru

V.L. Shuster, Dr.Sc., Senior Research Associate, Resource Base and Oil and Gas Complex Laboratory, Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences
3, Gubkin Str., Moscow 119333, Russian Federation
E-mail: tshuster@mail.ru

I.S. Permyakova, Lead Reservoir Engineering Specialist, «DallAlyance» LLC
2, Vesennaya Str., Moscow 143085, Zarechye, Russian Federation
E-mail: permyakova_is@mail.ru

I.L. Kapitonova, Senior Lecturer, Chair for Subsoil Use and Petroleum Engineering, Peoples' Friendship University of Russia
6, Miklouho-Maclay Str., Moscow, 117198, Russian Federation
E-mail: kapitonova-il@rudn.ru

Статья поступила в редакцию 29.07.2024

Принята к публикации 14.09.2024

Опубликована 30.09.2024