

Комплексирование петрофизики и фациального анализа терригенного разреза тюменской свиты Западно-Сибирских месторождений для улучшения результативности бурения

Габдуллина Г.Т., Карарова А.З., Сулейманов Э.Д., Байбурина Г.Ф.

Филиал ООО «РН-Гир» в г. Уфе – БашНИПнефть (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрено комплексирование исследований пластов тюменской свиты для уточнения петрофизических, геологических моделей и для выбора наиболее оптимальной системы разработки.

Несоответствие геологических моделей результатам эксплуатационного бурения на объектах со сложным строением — частое явление. Сложность строения пластов тюменской свиты обусловлена в первую очередь особенностями формирования данных отложений. Характерной спецификой является полифациальность обстановок осадконакопления пластов, которая выражается в отсутствии реперных горизонтов, наличии залежей литологического типа, неопределенности насыщения, неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В условиях анизотропии ФЕС для достоверного планирования запускных параметров, добычи нефти и выделения перспективных участков для кустового бурения, геологические модели формируются специалистами разного профиля, представляющими все аспекты современного моделирования.

Комплексный подход к имеющемуся керновому, петрофизическому, седиментологическому, геологическому материалу позволил получить достоверные петрофациальные модели на 12 месторождениях Западной Сибири.

Отложения пластов ЮС2 и ЮС3 тюменской свиты сложены континентальными отложениями с постепенным переходом в прибрежно-морские. В континентальных условиях осадконакопления выделяются в основном 4 фации (речное русло, прирусловый вал, конус прорыва и пойма), в прибрежно-морских — от 6 до 8 фаций (устьевые бары, дельтовые каналы, темпеститы, ватты, отмели, промоины, лагуны и марши). Для основных обстановок осадконакопления получены петрофизические паспорта, для каждого месторождения — «палетка» проницаемости, собрана библиотека морфометрических параметров, а также построены концептуальные фациальные модели.

Полученные петрофациальные модели легли в основу прогнозных геологических моделей. Собранные при этом информация о более точном строении объектов, построенные концептуальные схемы, позволяют своевременно корректировать стратегию выработки запасов месторождения, выбрать наиболее эффективную систему разработки для разнообразных условий осадконакопления на каждом месторождении. Получены подтверждения обновленных геологических моделей со средними запускными дебитами нефти 58 т/сут и более.

Материалы и методы

Анализ условий осадконакопления и керновых исследований юрских отложений. Изучение фаций, литотипов, а также материалов научных статей. Ревизия, комплексирование и анализ всей геолого-промысловой информации по объекту исследования. Компилирование и экстраполяция полученных результатов с последующим внедрением в практику.

Ключевые слова

Западная Сибирь, тюменская свита, континентальные отложения, прибрежно-морские отложения, фациальный анализ, петрофизическая модель, пористость, проницаемость, керн, геофизические исследования скважин

Для цитирования

Габдуллина Г.Т., Карарова А.З., Сулейманов Э.Д., Байбурина Г.Ф. Комплексирование петрофизики и фациального анализа терригенного разреза тюменской свиты Западно-Сибирских месторождений для улучшения результативности бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 48–53. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-48-53

Поступила в редакцию: 11.08.2026

GEOPHYSICS

UDC 1.6.9 | Original Paper

Integration of petrophysics and facies analysis of the terrigenous section of the Tyumen formation of West Siberian deposits to improve drilling performance

Gabdullina G.T., Kararova A.Z., Suleymanov E.D., Bayburina G.F.

Branch of "RN-GIR" LLC in Ufa – BashNIPneft (OG PJSC NK Rosneft), Ufa, Russia
az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article considers the integration of studies of the Tyumen formation strata to refine petrophysical and geological models and to select the most optimal mining system.

The discrepancy between geological models and the results of production drilling at sites with complex structures is a frequent occurrence. The complexity of the structure of the layers of the Tyumen formation is primarily due to the peculiarities of the formation of these deposits. A characteristic feature is the polyfaciality of sedimentation environments, which is expressed in the absence of reference horizons, the presence of lithological-type deposits, saturation uncertainty, and heterogeneity of filtration and capacitance properties. In conditions of FES anisotropy, geological models are formed by specialists of various profiles representing all aspects of modern modeling for reliable planning of launch parameters, oil production and the allocation of promising areas for cluster drilling.

An integrated approach to the available core, petrophysical, sedimentological, and geological material has allowed us to obtain reliable petrofacial models at 12 deposits in Western Siberia.

The deposits of the YuS2 and YuS3 formations of the Tyumen formation are composed of continental sediments with a gradual transition to coastal-marine ones. In the continental sedimentation conditions, there are mainly 4 facies (riverbed, riverbed shaft, breakout cone and floodplain), in the coastal marine – from 6 to 8 facies (estuarine bars, delta channels, tempestites, watts, shoals, washouts, lagoons and marshes). Petrophysical passports were obtained for the main sedimentation environments, a “palette” of permeability was created for each deposit, a library of morphometric parameters was collected, and conceptual facies models were constructed.

The obtained petrofacial models formed the basis of predictive geological models. The information collected at the same time about the more accurate structure of the facilities, the constructed conceptual schemes, allow timely adjustment of the strategy for developing reserves of the deposit, and choosing the most effective development system for a variety of sedimentation conditions at each deposit. Confirmations of updated geological models with average oil launch rates of 58 tons/day or more have been obtained.

Materials and methods

Analysis of sedimentation conditions and core studies of Jurassic sediments. Study of facies, lithotypes, as well as materials of scientific articles. Revision, integration and analysis of all geological and commercial information on the research object. Compilation and extrapolation of the obtained results with subsequent implementation into practice.

For citation

Gabdullina G.T., Kararova A.Z., Suleymanov E.D., Bayburina G.F. Integration of petrophysics and facies analysis of the terrigenous section of the Tyumen formation of West Siberian deposits to improve drilling performance. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 48–53. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-48-53

Received: 11.08.2026

Keywords

Western Siberia, Tyumen formation, continental sediments, coastal marine sediments, facies analysis, petrophysical model, porosity, permeability, core, geophysical studies of wells

Введение

Западная Сибирь начала интенсивно исследоваться и разрабатываться в 60-е годы 20 века. Первыми выявленными нефтеносными объектами являлись меловые отложения прибрежно-морского генезиса, данные о которых стали образцовыми с точки зрения геологии, петрофизики и геофизики. Со временем пласты АС и БС групп стали всесторонне изученными, находящимися на последней стадии разработки. В связи с этим нефтяники-исследователи переходили на нижележащие пласты. В начале к таким объектам как ачимовская толща и тюменские пласты, отрасли подходили с накопленным

за десятилетия опытом и знаниями вышедших отложений. Однако быстро выяснялось, что их нельзя уложить в привычные модели и шаблоны.

Начиная с 2012–2016 гг., особенности разреза объекта ЮС2 проявились совершенно четко. В результате интенсивных исследований, связанных с увеличением бурения новых скважин, накопился достаточный материал для полноценного анализа. Для создания надежных и более достоверных моделей и подходов, в рамках текущего мониторинга месторождений, группы специалистов подошли к сбору информации и созданию новых моделей с самых азов — исследованию

условий осадконакопления, изучению их петрофизических характеристик и определению региональных закономерностей.

Тюменская свита — это переслаивание проницаемых и непроницаемых пластов с карбонатизированными и углистыми прослоями. Она имеет региональное развитие на территории Западной Сибири, о чем написано много работ и статей, что стало отправной точкой для решения поставленных задач [1, 2, 3].

Фациальный анализ региона

Из 34 месторождений рассматриваемого региона, в 32 доказана нефтеносность

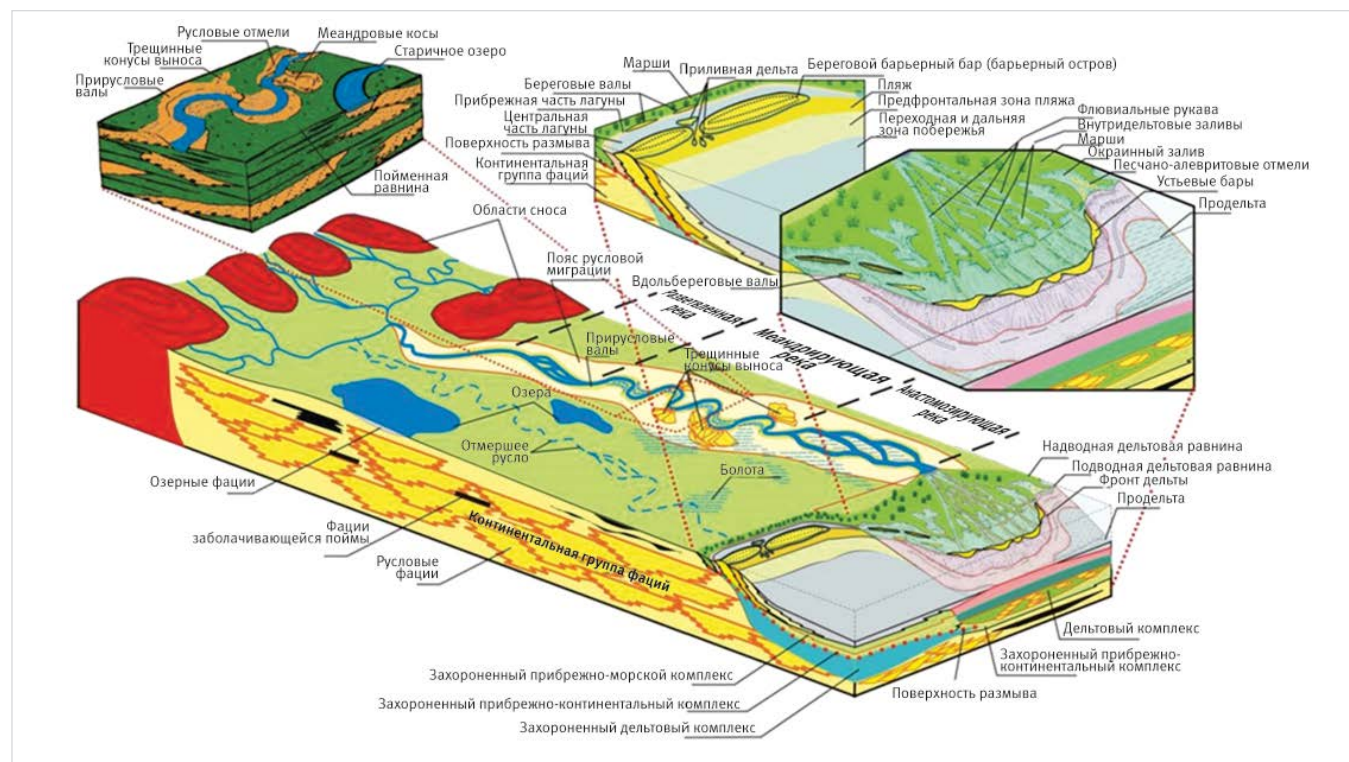


Рис. 1. Блок-диаграмма распределения ландшафтных обстановок в пределах аллювиального, прибрежно-континентального, дельтового и прибрежно-морского комплексов пласта ЮС2 ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Fig. 1. Flowchart showing the distribution of landscape settings within the alluvial, coastal-continental, deltaic, and coastal-marine complexes of the US2 reservoir of “RN-Yuganskneftegaz” LLC

Табл. 1. Изменение медианного диаметра и сортировки в зависимости от условий осадконакопления
Tab. 1. Changes in median diameter and sorting depending on sedimentation conditions

Тип коллектора	Фация	Кп, %	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	Md, мм	So	Процентное соотношение степени сортированности		
						хорошая	средняя	плохая
Прибрежно-морские отложения								
Лучше коллекторы	Канал	15,0	6,23	0,162	2,23	7,8	35,9	56,3
Лучше коллекторы	Промоина	13,6	2,54	0,127	2,39	5,0	36,4	58,6
Коллекторы и субколлекторы	Бар	12,0	1,90	0,098	2,50	6,2	20,4	73,1
Коллекторы и субколлекторы	Ватт, темпеститы	11,8	0,23	0,088	2,71	0,9	8,9	90,2
Неколлекторы	Марш, лагуна	9,7	0,48	0,076	2,96	2,0	9,0	89,1
Континентальные отложения								
Лучше коллекторы	Русло	13,4	4,24	0,174	2,09	11,6	47,2	41,2
Коллекторы и субколлекторы	Конус прорыва	13,3	1,73	0,124	2,23	5,9	39,9	54,2
Коллекторы и субколлекторы	Прирусловой вал	11,3	0,55	0,081	2,55	2,3	17,4	80,2
Неколлекторы	Пойма, болото	9,8	0,34	0,068	2,67	3,5	8,5	88,0

от наилучшего к наихудшему значению параметра
от наилучшего к наихудшему значению параметра

тюменских отложений. На 12 месторождениях выполнена детальная фациальная интерпретация. На остальных месторождениях степень освещенности геолого-промысловой информации недостаточна для данных работ. Это в свою очередь инициирует формирование и выполнение обширной и комплексной программы дополнительного изучения пластов ЮС2 и ЮС3.

Территория района работ во время формирования отложений пласта ЮС2

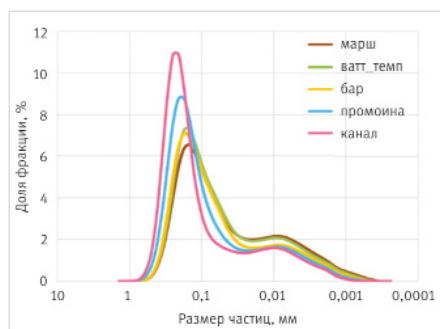


Рис. 2. Распределение размера зерен с учетом фаций прибрежно-морских отложений

Fig. 2. Grain size distribution, taking into account the facies of coastal-marine deposits

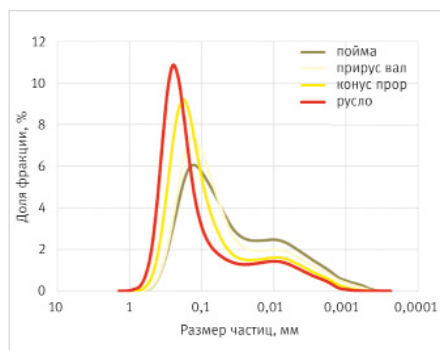


Рис. 3. Распределение размера зерен с учетом фаций континентальных отложений

Fig. 3. Grain size distribution taking into account the facies of continental deposits

представляет собой прибрежную низменную равнину, временами затопливаемую морем [4, 5]. По данным исследований керна пласт ЮС2 относится к различным участкам дельты: верхней дельтовой равнины, нижней дельтовой равнины и проделты. Выделены фации маршей, заболоченных маршей, смешанных песчано-глинистых и песчаных отмелей, промоин и канала дельты промоин, а также баров, лагун и шельфа (рис. 1).

Пласт ЮС3 формировался в обстановке аллювиальной равнины. Выделены фации речного русла, конуса выноса (песков разлива), стрежневой части русла, прируслового вала, старицы, поймы и болота.

На месторождениях рассмотрены и проанализированы фотографии и результаты исследования керна выноса (песков разлива), стрежневой части русла, прируслового вала, старицы, поймы и болота.

Сформирована библиотека морфометрических параметров (более 520 групп) продуктивного пласта ЮС2 с привязкой к фациальной принадлежности (типизировано 6 фаций по ГИС), с соответствующими фильтрационно-емкостными свойствами и промысловыми характеристиками.

Литолого-петрофизические характеристики

Отражением условий осадконакопления являются петрофизические свойства объекта. Зачастую мы видим, что фации с высоким промысловым потенциалом и продуктивностью обладают лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, а с низким — худшими. В зависимости от динамики среды свойства пород сменяются то плавно, то резко, также на геолого-физические характеристики пласта влияют и вторичные преобразования. Именно поэтому на основных петрофизических зависимостях мы наблюдаем низкие коэффициенты корреляции, большой разброс точек или же отсутствие какого-либо тренда между петрофизическими параметрами.

Разные условия осадконакопления в первую очередь сказываются на качестве породы, ее первичных признаках — медианный диаметр зерен (Md), их размер и степень сортированности (So) (табл. 1, рис. 2, 3) [6, 7].

Так в таблице 1 наблюдается следующее: при уменьшении медианного диаметра и ухудшении степени сортированности материала происходит ухудшение петрофизических свойств в зависимости от фации в прибрежно-морских и континентальных отложениях.

Распределение по размеру зерен показывает, что наиболее «зрелыми» породами являются фации дельтового канала, промоины в верхней прибрежно-морской части изучаемого разреза и фации речного русла и конуса прорыва в средней и нижней континентальной части (рис. 2, 3). Стоит также отметить, что с ухудшением качества разреза уменьшается доля крупнозернистого материала.

Таким образом, условия осадконакопления с преобладанием коллекторов являются фациями-коллекторами (это каналы и русла), а условия осадконакопления с преимущественным распределением неколлекторов — фациями-неколлекторами (это поймы, марши, болота, лагуны).

После детальной лито-фациальной интерпретации были созданы паспорта для 14 фациальных условий осадконакопления с петрофизическими, литологическими и геофизическими характеристиками (характерная форма кривых ГИС, граничные значения для выделения коллекторов при представительности фации) по каждому месторождению (рис. 4, 5) [2, 3, 8].

Лучшими ФЕС обладают отложения канала со средней пористостью 15,9 %, проницаемостью 5,5·10⁻³мкм² и речного русла с пористостью 14,6 % и проницаемостью 5,6·10⁻³мкм². Фации промоин, конусы прорыва характеризуются увеличением алевроитового материала и средними значениями Кп и Кпр [9]. Отложения баров, ваттов, прируслового вала обладают ухудшенными свойствами, со средними значениями Кп и Кпр чуть выше граничного значения по месторождению. Некolleкторы, приуроченные к лагунам, маршам и поймам, где преобладает алевроитовый материал и петрофизические параметры ниже граничного значения.

В процессе анализа определены литотипы (песчаник, глина, карбонатный прослой и угли), граничные значения по фациям с представительной керна коллекцией. Также по кривым ГИС получены критерии выделения

коллекторов с учетом их фацальной принадлежности. Так, для фаций с лучшими коллекторскими свойствами граничные значения по кривой двойного разностного параметра ГК ($\Delta\gamma$) имеют более высокие показания, а для ухудшенных коллекторов — низкие.

Зависимости оценки проницаемости с учётом фацальной принадлежности использовались при количественной интерпретации данных ГИС. Пористость оценивалась по единой зависимости, на которой наблюдаются тенденции по распределению фаций:

фации-коллекторы и неколлекторы находятся в своих пределах, остальные — распределены во всем диапазоне изменения свойств, как фации с промежуточными ФЕС. Оценка нефтенасыщенности также проводилась по имеющейся методике для пластов на месторождениях.

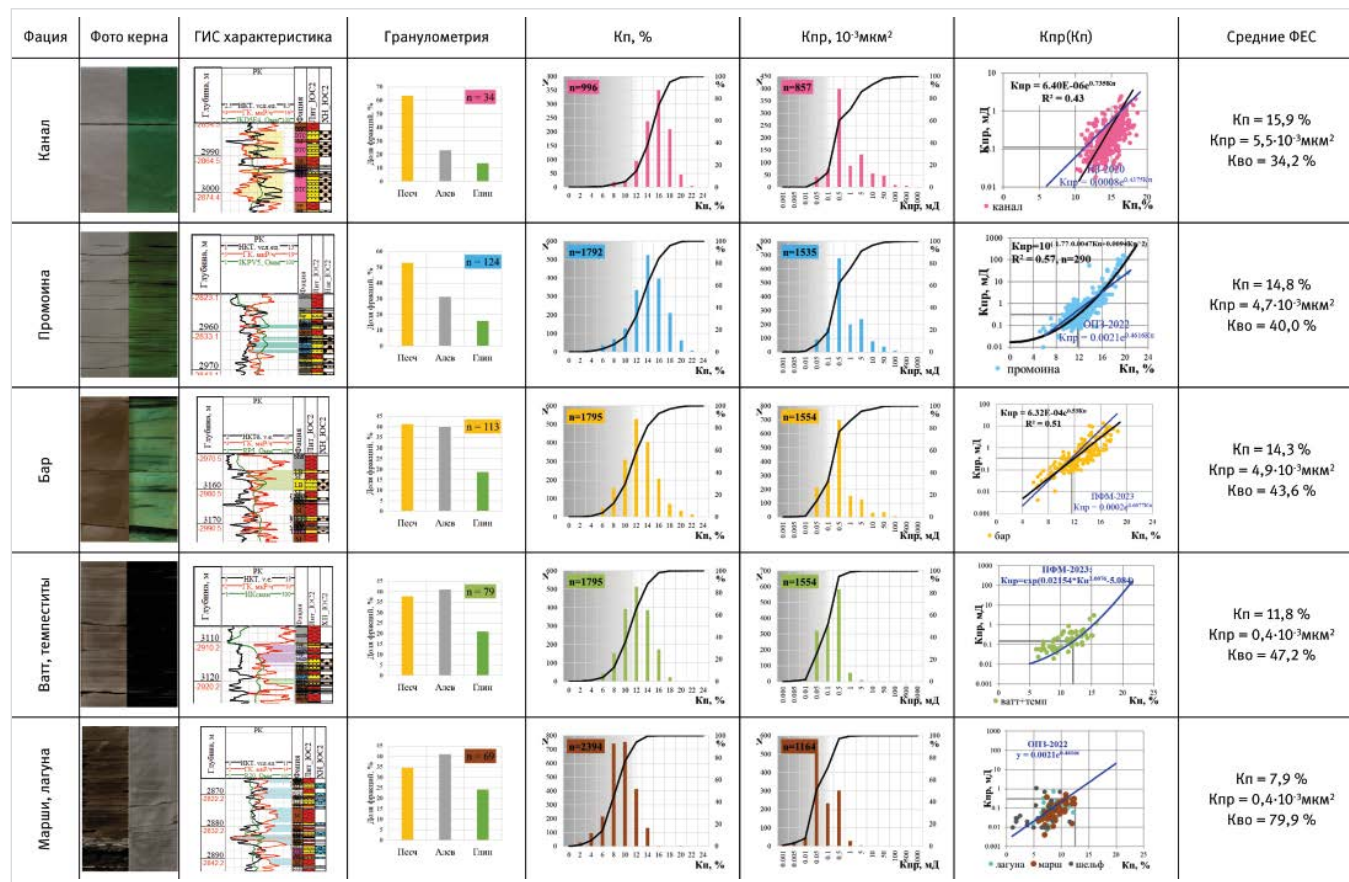


Рис. 4. Типовая петро-фацальная характеристика прибрежно-морских отложений
Fig. 4. Typical petrofacies characteristics of coastal-marine deposits

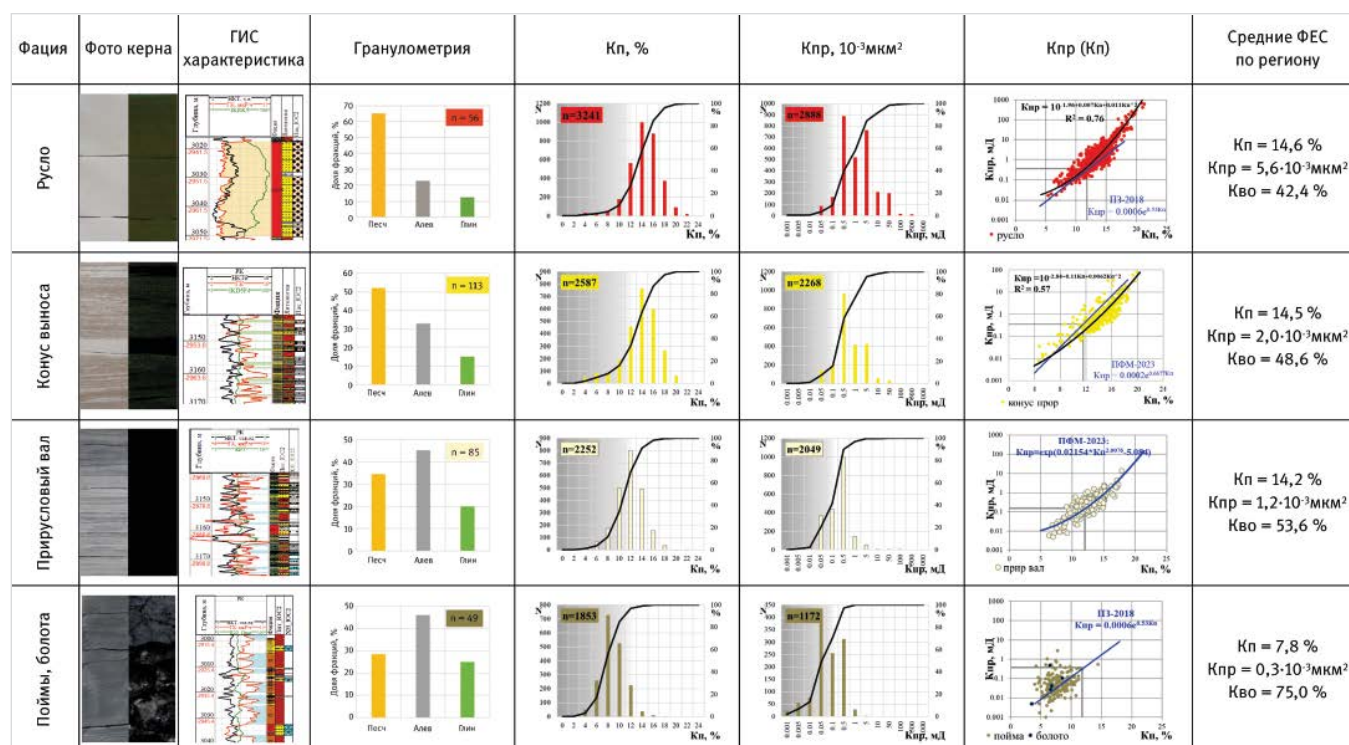


Рис. 5. Типовая петро-фацальная характеристика континентальных отложений
Fig. 5. Typical petrofacies characteristics of continental deposits

Во время детального петро-фациального анализа (ПФА) скважин на месторождениях по фотографиям керна определялись фации с точностью от десятков сантиметров. Также выделялся пятый литотип — глинистый песчаник. Это привело к локальному приросту эффективных толщин. Однако при распространении фаций на всю площадь месторождений существенного увеличения толщин не произошло, так как опорных скважин с петро-фациальной проработкой на месторождениях немного. Таким образом, в отсутствии керновой информации по кривым ГИС выделяются лишь укрупненные фации — каналы и русла. В целом по месторождениям прирост эффективных толщин составляет от 3 до 5 %.

Синхронизация геологии и разработки

В результате комплексирования данных интерпретации 3D сейсморазведки с данными керна, ГИС и сопоставления с региональными фаціальными схемами тюменских отложений построены концептуальные 2D

фаціальные модели [9]. По пластам ЮС2 удалось определить пространственное положение устьевых баров, дельт, субширотную ориентацию каналов дельт, русел и ассоциированных с ними меандровых отелей (рис. 6).

Анализ проведенных опробований и испытаний скважин показал, что максимальные притоки нефти получены из фаций каналов дельты и речных русел, в которых средний дебит нефти составил 158 т/сут. Средние притоки нефти, полученные из отложений песчаных отелей и промоин, составляют 39 т/сут. Самые низкие дебиты получены из отложений ваттов и прирусловых валов — 14 т/сут, которые преимущественно относятся к непромышленным притокам нефти.

Полученные результаты проведенной работы легли в основу геологической модели, что позволило рассмотреть разные варианты систем разработки и выбрать оптимальные. Предложена комбинированная система продольных и поперечных горизонтальных

скважин (ГС) в зависимости от петро-фациальных и геолого-физических характеристик района. Поперечная система на истощение предложена в отложениях с низкой проницаемостью и худшими фильтрационно-емкостными свойствами. Продольная система расположения ГС предложена в участках с лучшими свойствами, где ожидается эффект от системы с поддержкой пластового давления (ППД).

Начиная с 2021 г. проведены успешные опробования на многих месторождениях, на которых выполнен ПФА. В комплексе с петро-фациальным моделированием выделены первоочередные зоны для бурения. За счет этого вырос объем запущенных скважин на тюменскую свиту в регионе, что позволило в разы увеличить добычу нефти тюменской свиты. На текущий момент накопленная добыча составляет более 52 млн тонн.

Подготовлена детальная лито-фациальная колонка по выборке более чем 250 скважине. Проведен анализ более 9 600 образцов керна, выделено 14 типов фаций, проведена сравнительная характеристика ФЕС по группам фаций по среднему значению $K_{пр} 0,3-27 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ в коллекторе (табл. 2). Запланировано выполнение аналогичных работ на оставшихся 20 месторождениях.

Сформирована библиотека морфометрических параметров (более 520 групп) продуктивного пласта ЮС2 с привязкой к фациальной принадлежности (типизировано 6 фаций по ГИС), характеристиками ФЕС и промысловыми параметрами (табл. 3).

Итоги

Петро-фациальный анализ, построение концептуальных моделей и подбор зон эксплуатационного бурения выполнен в мультиплатформенной группе, состоящей из специалистов таких направлений как геология, геофизика, разработка с привлечением сейсмиков и седиментологов.

Собранная база данных позволяет избирательно подходить к выбору систем разработки в зависимости от петрофизических свойств объекта и его морфометрических параметров.

Благодаря уточненным по ПФА знаниям о строении и структуре песчаных тел и их морфологии повышена прогнозная способность геологической модели, что позволило пробурить более 1 800 скважин за пятилетний период на объект ЮС2 со средним дебитом нефти 58 т/сут. В период 2025–2030 гг. запланировано бурение более 1 900 скважин.

Постоянно действующие геологические модели, подготовленные специалистами разного профиля, позволяют оперативно реагировать на изменения в представлениях о геологическом строении объекта, своевременно корректировать стратегию выработки месторождения, выбрать точечную и наиболее эффективную систему разработки для разнообразных условий осадконакопления.

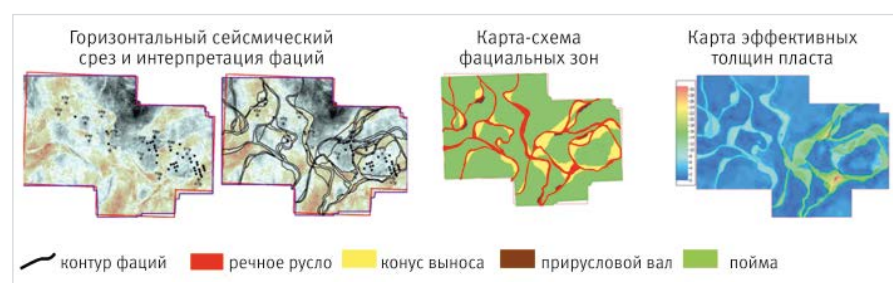


Рис. 6. Пример поэтапного двумерного моделирования условий осадконакопления и карт эффективных толщин континентальных отложений

Fig. 6. An example of step-by-step two-dimensional modeling of sedimentation conditions and maps of effective thicknesses of continental deposits

Табл. 2. Сводный анализ проницаемости продуктивных фаций
Tab. 2. Summary analysis of the permeability of productive facies

Место- рождение	Фации					Лучшая
	Бар	Промоина	Канал	Русло		
M_BC4	23,27	0,95	0,49	9,55	23,3	бар
ГМ3.1	5,27	35,52	–	8,1	35,5	промоина
M2	1,33	1,08	11,81	13,23	13,2	русло
M_ПТ5	0,59	8,74	–	3,88	8,7	промоина
ГМ3.2	0,89	7,88	6,75	–	7,9	промоина
M_ЮС6	4,07	6,86	5,33	5,42	6,9	промоина
M_УБ7	1,65	2,19	4,28	6,11	6,1	русло
M_МБ8	1,39	0,99	2,08	6,36	6,4	русло
ГМ3.3	0,33	4,59	–	2,77	4,6	промоина
ММ9	0,68	1,33	–	2,6	2,6	русло
ГМ3.4	0,55	0,66	–	4,15	4,2	русло
M1	0,22	0,22	0,29	0,28	0,3	канал

от наилучшего к наихудшему значению параметра

Табл. 3. Сводная таблица фациального районирования кластера месторождений
Tab. 3. Summary table of facies zoning of the deposit cluster

Месторож- дение	Пласт	Фация	hэф, м	Геом.песч.тела (длина/ширина, м)	Кпесч, д.ед.	Кн, д.ед.	Кэф-т связности, д.ед.	Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	Обв, %
M2	ЮС2-1	Ватт	2,4	1 350/560	0,22	0,50	0,33	35	5,6	82
M2	ЮС2-1	Бары	4,8	3 300/1 220	0,40	0,58	0,50	56	32,1	34
M2	ЮС2-2	Русло	15,3	1 140/450	0,54	0,74	0,54	82	62,2	14

Выводы

Проведен полный цикл петрофизического моделирования пластов Тюменской свиты (ЮС2). Построены фациальные карты-схемы 12 месторождений. Выполнена оценка перспектив эксплуатационного бурения с последующим вводом в разработку.

Литература

1. Рыкус М.В., Сулейманов Д.Д. Седиментологический контроль промысловых свойств терригенного коллектора тюменской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 80–85.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
3. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного

- бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.
4. Федорова Д.В., Кобяков И.Н., Карарова А.З. и др. Применение сейсмофациального анализа для русловых тюменских отложений Западной Сибири в поддержку эксплуатационного бурения // Нефтяное хозяйство. 2025. № 3. С. 14–18.
 5. Габдуллина Г.Т., Сулейманов Э.Д., Карарова А.З., Фахрутдинова А.М. Актуализация петрофизической и геологической модели среднеюрских отложений при мониторинге скважин // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 3. С. 8–18.
 6. Тугарова М.А., Жигулина Д.И., Супей В.В., Кайгородцев Е.Б., Илюшин Д.В. Вторичные процессы в юрских обломочных породах-коллекторах Верхнесалымской площади Западной Сибири // Нефтегазовая

- геология. Теория и практика. 2024. Т. 19. № 3 URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/18_2024.html (дата обращения: 05.05.2026).
7. Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. 1967. № 5. С. 86–103.
 8. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
 9. Кулбаева Д.Р., Сербеева А.Р., Сулейманов Э.Д. Фациальный анализ тюменской свиты на основе комплексной интерпретации сейсмических и геофизических исследований с целью прогноза и повышения эффективности бурения на Чупальском лицензионном участке // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 1. С. 61–68.

ENGLISH

Results

The petrofacial analysis, the construction of conceptual models and the selection of production drilling zones were carried out in a multiplatform group consisting of specialists in such fields as geology, geophysics, development with the involvement of seismologists and sedimentologists. The collected database allows a selective approach to the choice of development systems, depending on the petrophysical properties of the object and its morphometric parameters.

Thanks to the knowledge refined by PFAS on the structure and structure of sand bodies and their morphology, the predictive ability of the geological model has been increased, which made it possible to drill more than 1,800 wells over a five-year period at the YuS2 facility with an average oil flow rate of 58 tons/day. It is planned to drill more than 1,900 wells in the period 2025–2030.

References

1. Rykus M.V., Suleymanov D.D. Sedimentological control of the terrigenous reservoir rocks properties of the Tyumen suite in the west of Ob region. Oil industry, 2019, issue 8, P. 80–85. (In Russ).
2. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
3. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and geophysics, 2013, Vol. 54, issue 8, P. 972–1012. (In Russ).
4. Fedorova D.V., Kobayakov I.N., Kararova A.Z. et al. Application of seismic facies analysis

- for tyumen channel deposits of Western Siberia in support of production drilling. Oil Industry, 2025, issue 3, P. 14–18. (In Russ).
5. Gabdullina G.T., Suleymanov E.D., Kararova A.Z., Fakhrutdinova A.M. Update of petrophysical and geological model of middle jurassic deposits during well monitoring. Petroleum Engineering, 2024, Vol. 22, issue 3, P. 8–18. (In Russ).
 6. Tugarova M.A., Zhigulina D.I., Supey V.V., Kaygorodtsev E.B., Ilyushin D.V. Secondary processes in Jurassic clastic reservoir rocks of the Verkhnesalym area of Western Siberia. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2024, Vol. 19, issue 3, URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/18_2024.html (accessed: 05.05.2026). (In Russ).

Constantly operating geological models prepared by specialists of various profiles make it possible to quickly respond to changes in the understanding of the geological structure of the facility, adjust the strategy of field development in a timely manner, and select the point and most effective development system for a variety of sedimentation conditions.

Conclusions

A full cycle of petrophysical modeling of the layers of the Tyumen formation (YuS2) has been carried out. Facies maps of 12 deposits have been constructed. The prospects of production drilling with subsequent commissioning have been assessed.

7. Shutov V.D. Classification of sandstones. Lithology and minerals resources, 1967, issue 5. P. 86–103. (In Russ).
8. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandy bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
9. Kulbaeva D.R., Serbaeva A.R., Suleymanov E.D. Facial analysis of the tyumen formation based on a integrated interpretation of seismic and geophysical surveys for predicting and increasing drilling efficiency of the Chupalsky license area. Petroleum engineering, 2021, Vol. 19, issue 1, P. 61–68. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Габдуллина Галия Талгатовна, эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: gabdullinagt@rn-gir.rosneft.ru

Карарова Альфия Зуфаровна, главный специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Сулейманов Эльдар Дамирович, эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Байбурина Гузель Фидайлевна, главный специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Gabdullina Galia Talgatovna, expert, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: gabdullinagt@rn-gir.rosneft.ru

Kararova Alfiya Zufarovna, chief specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Suleymanov Eldar Damirovich, expert, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Baiburina Guzel Fidailyevna, chief specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia