

УДК 551.31

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО КОЛЛЕКТОРА (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БП₁₁ ВЫНГАЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

© 2014 г. К. А. Хасанова*, М. Ю. Митяев**

*Национальный минерально-сырьевой университет “Горный”
199026, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, д. 2

**Газпромнефть-НТЦ
190000, г. Санкт-Петербург, ул. Галерная, 5А

Поступила в редакцию 09.01.2014 г.

В статье представлена методика построения геологической модели пласта БП₁₁ Вынгаяхинского месторождения. Установлены условия формирования пласта, определены гидродинамические классы коллекторов путем применения комплексного параметра гидравлической единицы потока и выделения класса коллекторов. С учетом новых данных проведен перерасчет значений проницаемости по данным геофизических исследований скважин. Построены трехмерные литолого-фациальная и гидродинамическая модели пласта.

Ключевые слова: *обстановки осадконакопления, фильтрационно-емкостные свойства, геофизическое исследование скважин, гидравлическая единица потока, класс коллектора, гидродинамическая модель.*

На территории Западной Сибири существует большое количество трудноизвлекаемых залежей углеводородов. Терригенные коллекторы нефтяных месторождений характеризуются крайней фациальной неоднородностью. В связи с этим, возникает потребность в детальном изучении строения, условий формирования и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) нефтяных пластов.

Изучение условий формирования пласта БП₁₁, в комплексе с выделением гидравлических единиц потока, позволит выделить и классифицировать породы с близкими характеристиками порового пространства. С учетом того, что структура коллектора предопределяет динамику движения в нем жидкой фазы, построение геологических моделей на основе пространственного распределения гидравлических типов коллектора позволяет существенно повысить эффективность и адекватность компьютерного моделирования резервуара [2].

Вынгаяхинское месторождение расположено в юго-западной части Пурпейского района Надым-Пурской нефтегазоносной области Западной Сибири. Месторождение открыто в 1968 г., когда из сеноман-альбских отложений был получен промышленный приток газа. К настоящему времени здесь выявлено 10 залежей в интервале разреза мощностью около 2200 м, который включает в себя меловые и юрские осадочные образования.

Продуктивный пласт БП₁₁ залегает в верхней части сортымской свиты, нижнего отдела меловой системы. Этот интервал представлен песчаника-

ми мелкозернистыми аркозовыми светло-серыми с глинистым и карбонатным цементом, алевролитами серыми, часто глинистыми, с примесью песчаного материала, аргиллитам темно-серыми от тонкоотмученных до алевролитистых. Пласт перекрывается чеускинской пачкой, средняя мощность которой составляет 30 м, и залегает на алевро-аргиллитах со средней мощностью 100 м. Региональная структурная картина поверхности отражающего горизонта БП₁₁⁰ характеризуется, как и в подстилающих горизонтах, двумя обособленными структурными областями – южной и северной. Специфика южной структурной области выражается в том, что здесь можно выделить единое поднятие. В широтном направлении она характеризуется небольшой асимметрией: углы падения западного ее крыла превышают углы падения восточного.

В большинстве пробуренных скважин пласт БП₁₁¹ характеризуется по ГИС и испытанию как нефтенасыщенный до подошвы. В целом нефтенасыщенные толщины уменьшаются в южном и юго-восточном направлении. Тип залежи представлялся как пластовый, сводовый. Имеется единый водо-нефтяной контакт (ВНК), поверхность которого наклонена с северо-запада на юго-восток.

Пласт БП₁₁ является основным эксплуатационным объектом на Вынгаяхинском месторождении. Представление о строении залежи этого пласта довольно сильно изменилось после проведения в 2004 году работ по геомоделированию на базе данных сейсморазведки, ГИС и керна.

Компьютерное моделирование южного участка месторождения позволит наиболее адекватно отобразить литолого-фациальные особенности в цифровой модели. Кроме того, путем привлечения параметра гидравлических единиц потока повысится точность определения фильтрационно-емкостных свойств пород, а следовательно, и корректность гидродинамической модели пласта, что позволит обеспечить эффективную разработку с достижением максимальных коэффициентов нефтеотдачи [2].

В основе исследования использованы послонное описание керна 7 разведочных скважин (более 100 м), вскрывших пласт БП₁₁, данные ГИС (более 100 скважин), лабораторные значения ФЕС (более 60 скважин и более 3000 образцов), значения пористости, полученные по данным ГИС (более 90 скважин) в интервале изучаемого пласта.

Процесс построения гидродинамической модели включает в себя следующие этапы:

1. Построение литолого-фациальной модели.
2. Выделение гидравлических типов коллекторов.
3. Построение гидродинамической модели с учетом стохастического распределения гидравлических единиц потока в пределах каждой фациальной обстановки.

Построение литолого-фациальной модели включает в себя детальное макро- и микроскопическое описание пород, интерпретацию обстановок осадконакопления по таким признакам как состав породы, текстурные особенности, степень сортированности, наличие органических остатков и включений. По указанным признакам определена морская фациальная группа отложений. Далее произведен анализ строения коллектора, в результате которого сделаны выводы о литологических типах пород. В интервале изучаемого пласта выделено 2 комплекса отложений – глубоководного и мелководного шельфа, и 5 обстановок осадконакопления: пояс илов, пояс дистальных темпеститов, пояс лоскутных песков, пояс подводных валов и отложения дельтовой лопасти [4]. После выделения литологических типов проведен анализ фациальной неоднородности пласта на площади путем построения литолого-фациальных профилей и составления предварительных схем обстановок осадконакопления, в которых происходило формирование пласта БП₁₁. Выявленные обстановки осадконакопления по керну сопоставлены с каротажными кривыми самопроизвольной поляризации (ПС) и гаммакаротажем (ГК) [1, 3], результаты данного этапа работы представлены на рис. 1.

На основе интерпретации кривых ПС, установлены обстановки осадконакопления, в которых происходило формирование южного участка пласта БП₁₁ Вынгяхинского месторождения.

Классификация ФЕС произведена при расчете гидравлических единиц потока (НУ), которые позволяют выделять классы пород с близкой характе-

ристической поровой пространства. Гидравлическая единица потока определяется как “представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от свойств других пород” [2]. Кроме петрофизических параметров, гидравлические единицы имеют пространственное развитие, подчеркивая литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Способность НУ характеризовать неоднородность ФЕС пласта позволяет использовать ее в качестве основного элемента при построении математической модели коллектора. Выделение гидравлической единицы потока базируется на расчете параметра индикатора гидравлической единицы потока – *Flow zone indicator* (FZI) – по пористости и проницаемости, полученным для конкретных образцов керна:

$$FZI = \frac{0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{(1-\phi)}$$

где ϕ – пористость (в долях единицы); k – проницаемость (в мД) [2, 5–7].

Использование гидравлических единиц потока подразумевает, что существует ограниченное количество типов коллектора, которое характеризуется индивидуальным средним значением FZI, а разброс значений FZI вызван случайными экспериментальными погрешностями.

Выделение НУ производится путем систематизации параметра FZI по лабораторным значениям ФЕС. Основой систематизации является построение графика накопленной частоты в зависимости от значений FZI (рис. 2). Далее на графике выделяют линии трендов, т.е. прямолинейные участки, которые будут соответствовать классам коллекторов.

Произведено выделение корреляционных связей с петрофизическими параметрами (рис. 3). Полученный график позволяет по значениям пористости и выделенному классу коллектора более точно определять его проницаемость.

Выполнен анализ зависимостей между обстановками осадконакопления, выделенными по керну, и НУ по петрофизическим параметрам (рис. 4). На рисунке видно, что фации дельтовых отложений принадлежат преимущественно НУ 2, 3 и 4. Как известно, при помощи некоторых методов ГИС, например при помощи метода ЯМК, можно получить значения проницаемости, но эти значения нуждаются в уточнении. Кроме того, существует расчетный метод определения проницаемости, в результате которого ко всем значениям пористости применяется всего лишь одна формула, что недостаточно. Данный график, построенный при использовании обстановок осадконакопления и полученных НУ, позволяет определить проницаемость по значениям пористости, полученным по данным ГИС. Используя формулу, которая описывает положение

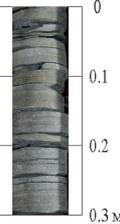
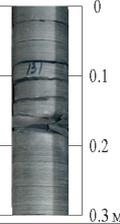
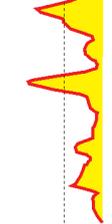
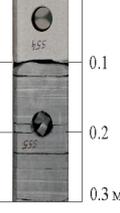
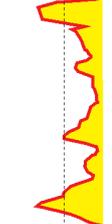
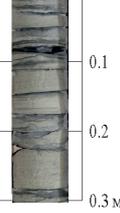
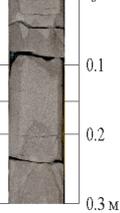
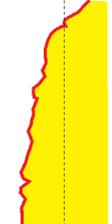
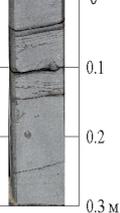
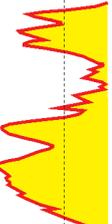
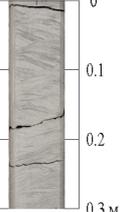
№	Форма кривой ПС	$\alpha_{лс}$	Мощность (по керну, м)	Обстановка осадконакопления	Описание	Керн
1		0.1	0.3–9.0	Глубоководный шельф Пояс илов	Алевро-аргиллит темно-серый, слоистость горизонтальная	
2		0.1–0.2	0.3–1.5	Глубоководный шельф Пояс дистальных темпеститов	Тонкое чередование аргиллитов темно-серых (преобладают), алевролитов серых и песчаников тонкозернистых светло-серых	
3		0.2–0.4	0.4–8.0	Мелководный шельф Пояс лоскутных песков	Линзовидно-полосчатое чередование аргиллитов темно-серых, алевролитов серых (преобладают), песчаников тонко-мелкозернистых светло-серых	
4		0.2–0.4	0.3–1.2	Мелководный шельф Пояс подводных валов, межваловая депрессия	Линзовидно-полосчатое чередование аргиллитов темно-серых, алевролитов серых, песчаников тонко-мелкозернистых светло-серых (преобладают)	
5		0.4–1.0	0.2–10.0	Мелководный шельф Лопать дельты	Песчаник от тонко- до крупнозернистого светло-серый. Гранулометрический максимум в верхней части слоя. Слоистость косо-волнистая, большое количество углефицированных растительных остатков	
6		0.3–0.8	0.05–1.0	Мелководный шельф Пояс подводных валов, фронтальная часть	Песчаник от тонко- до мелкозернистого светло-серый. Гранулометрический максимум в нижней части слоя. Слоистость волнистая, встречается большое количество остатков морской фауны	
7		0.4–1.0	0.2–9.0	Мелководный шельф Пояс подводных валов, центральная часть	Песчаник от тонко- до крупнозернистого светло-серый. Гранулометрический максимум в центральной части слоя. Слоистость косая, встречается углефицированный растительный детрит и слюда	

Рис. 1. Сводная таблица обстановок осадконакопления и форм кривых ПС.

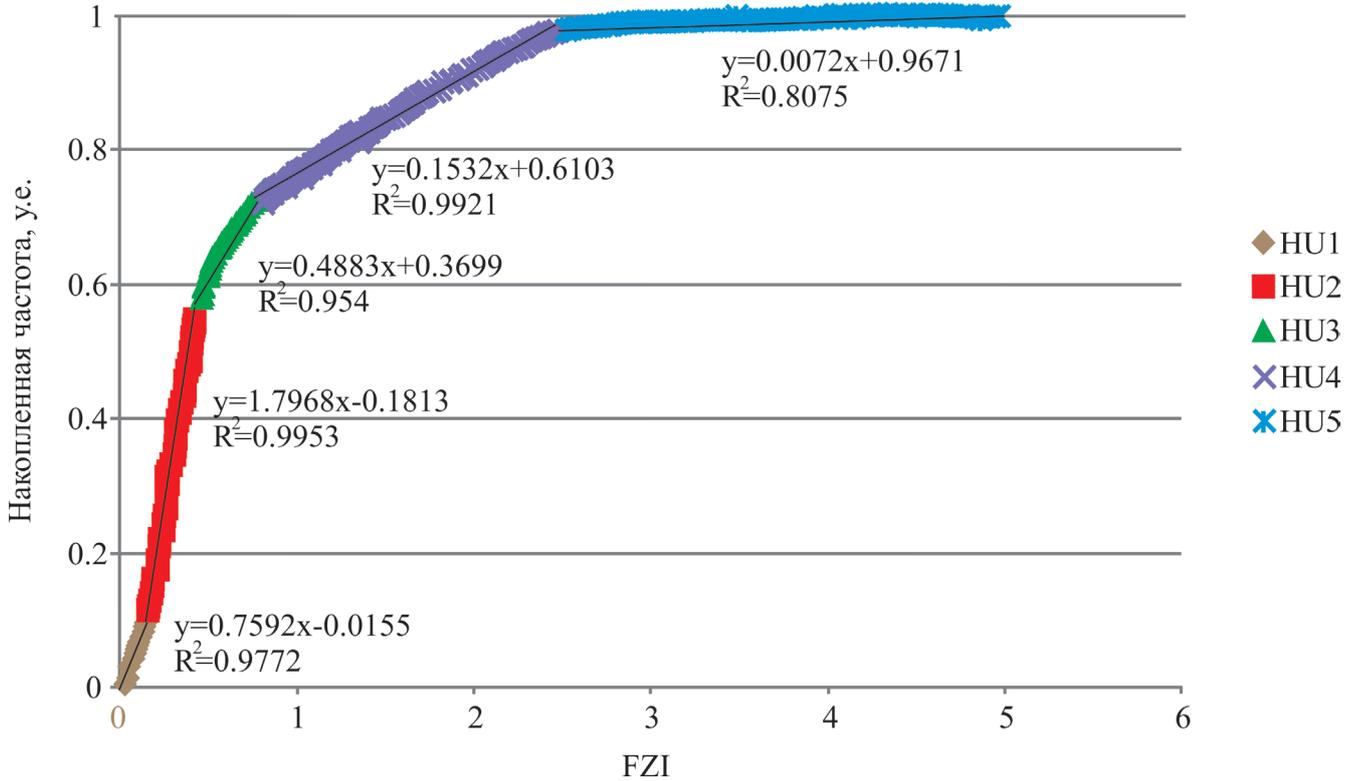


Рис. 2. График накопленной частоты параметров FZI.

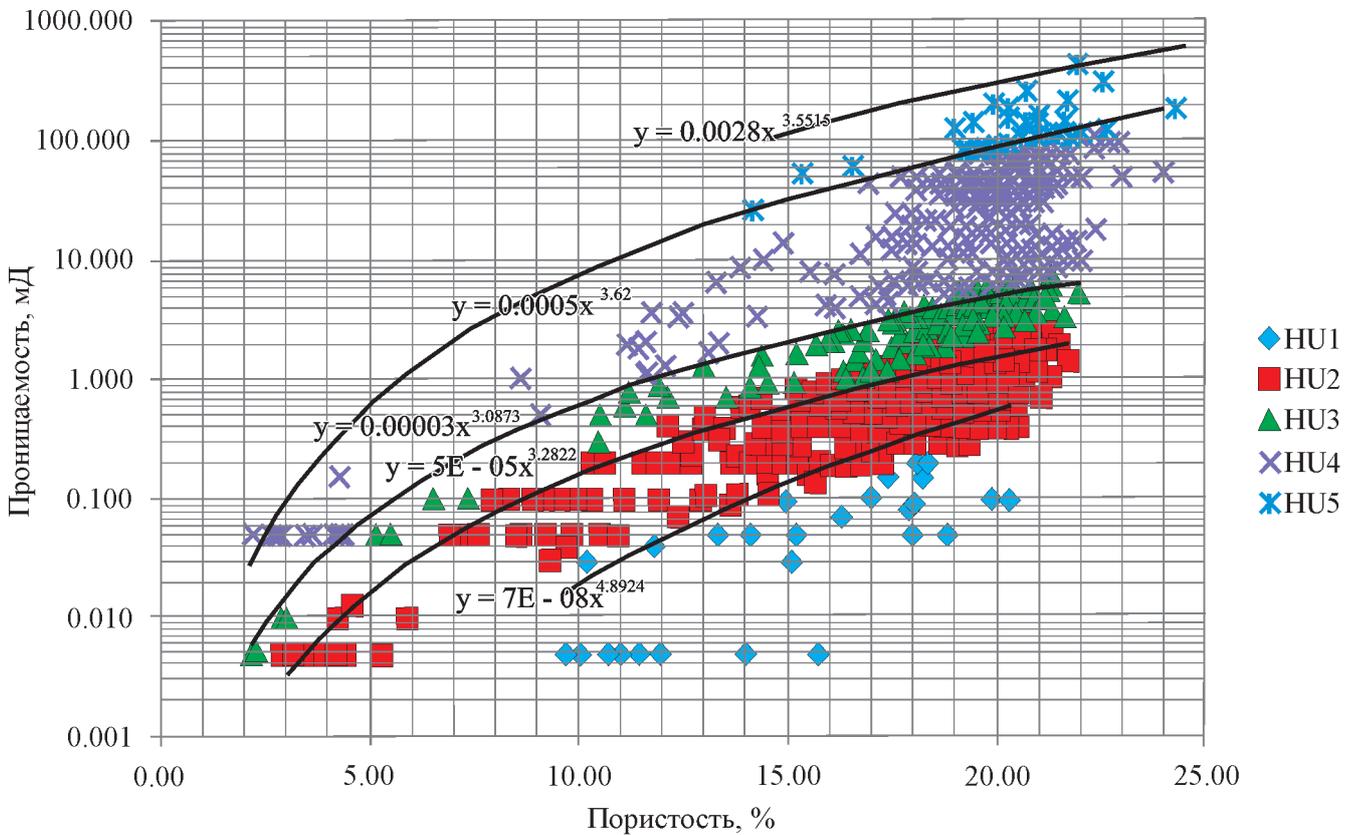


Рис. 3. График зависимостей петрофизических параметров.

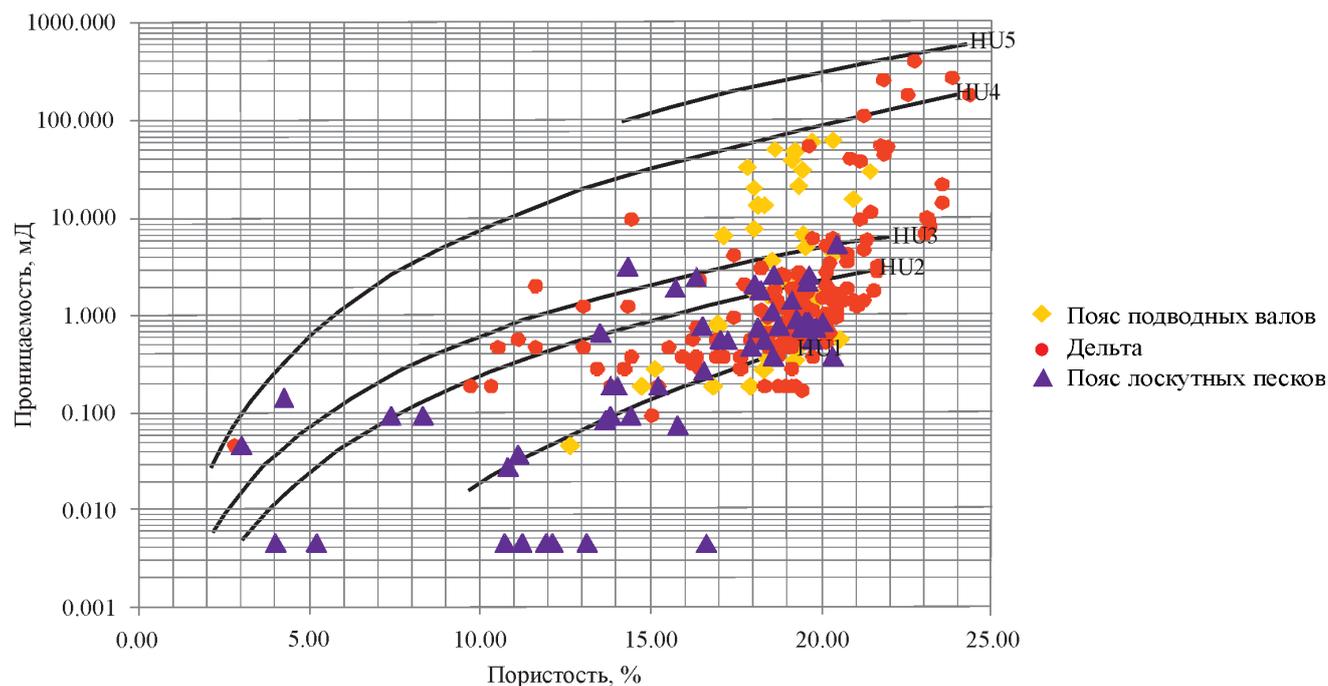


Рис. 4. График зависимостей петрофизических параметров от обстановок осадконакопления и HU.

HU на графике петрофизических параметров, можно повысить достоверность расчета значений проницаемости.

Последний из приведенных графиков позволяет определить и сопоставить обстановки осадконакопления с выделенными классами коллекторов (табл. 1).

Таким образом, HU1 будут соответствовать отложения алевро-аргиллитов пояса илов и пояса дистальных темпеститов, для HU2 характерны чередования алевролитов и песчаников, сформированных в поясе лоскутных песков, а для HU3–5 – песчаники, образованные в поясе подводных валов и в дельте. В данном случае коллектору соответствуют HU3–5, а неколлектору – HU1–2.

Построение геологической модели сводилось к нескольким основным этапам: 1) построение фациального куба; 2) оценка распределения значений HU на основе геолого-статистических разрезов для каждой фации отдельно (законы распределения в процентном отношении были получены по скважинным данным); 3) расчет куба проницаемости по предварительно полученным зависимостям внутри каждого HU отдельно.

Далее произведен расчет модели проницаемости по трехмерному кубу пористости с использованием индивидуальных фильтрационно-емкостных зависимостей и уточненной фациальной модели (рис. 5). На полученной модели выделены области с пятью различными характеристиками порового пространства. В отличие от моделей распределения пористости/проницаемости, построенная модель дает комплексную характеристику и позволяет выявить

области с наиболее высокими значениями ФЕС. В данном случае выявлены участки с высокими показателями ФЕС (им соответствуют HU4 и HU5) на юго-западе и северо-востоке территории, кроме того, выявлены локальные участки с классом коллектора HU5, которые ранее не были показаны.

Построенная геологическая модель позволяет скорректировать гидродинамическую модель, основанную на нескольких геологических параметрах (литологическая характеристика, условия формирования, фильтрационно-емкостные свойства). Это позволяет сократить время на адаптацию гидродинамической модели; получить более равномерное распределение проницаемости, что предотвращает появление аномальных значений некоторых скважин по динамическим показателям. Все это, в свою очередь, повышает предсказательную способность модели, что является ее первоочередной задачей.

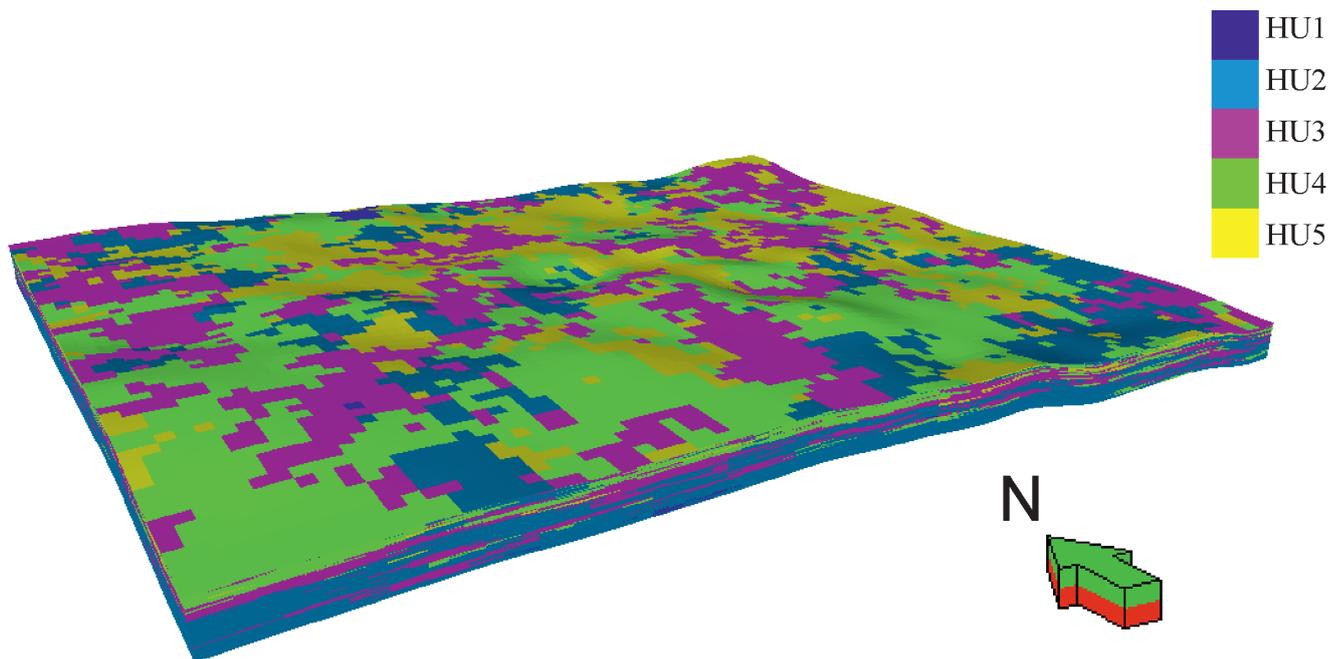
В результате проведенных исследований получено следующее.

1. Установлено, что формирование пласта БП₁₁ происходило в зоне мелководного и глубоководного шельфа, причем коллектор сформирован в поясе подводных валов и в лопасти дельты, а флюидоупор – в зоне илов и дистальных темпеститов.

2. Определено 7 основных форм кривых ПС, характерных для выделенных обстановок осадконакопления в интервале изучаемого пласта, при этом основные характеристики форм соответствуют классическим [3].

Таблица 1. Характеристика гидравлических единиц потока

HU	FZI			Литологический тип	Обстановка	
	мин.	макс.	средний			
1	0.01	0.15	0.10	аргиллит	пояс илов и пояс дистальных темпеститов	
2	0.16	0.42	0.29	чередование аргиллитов, алевролитов (преобладают) и песчаников тонко-мелкозернистых	пояс лоскутных песков	
3	0.43	0.70	0.53	алевролит средне- крупнозернистый	дельта	пояс подводных валов
4	0.71	2.50	1.50	песчаник тонко- среднезернистый		
5	2.51	4.90	3.10	песчаник средне- крупнозернистый		

**Рис. 5.** Модель распределения классов коллекторов.

3. Для каждой обстановки осадконакопления установлены значения ФЕС, при этом максимальные показатели соответствуют дельте и подводным валам, а минимальные – поясу илов, дистальных темпеститов и лоскутных песков.

4. Произведен расчет и систематизация параметра FZI, в результате которых выделены классы коллекторов. Таким образом, установлено, что отложения пласта БП₁₁ представлены 5 типами HU.

5. Произведено сопоставление обстановок осадконакопления с классами коллекторов по петрофизическим параметрам. Выяснено, что для HU3–5 характерны песчаники, сформированные дельтами и подводными валами, для HU2 – линзовидно-полосчатые чередования алевро-аргиллитов и тонкозернистых песчаников пояса лоскутных песков, для HU1 – тонкое градационное чередование аргиллитов и алевролитов пояса дистальных темпеститов и алевро-аргиллиты пояса илов глубоководного шельфа.

6. С помощью графика зависимости петрофизических параметров (рис. 4) определены значения проницаемости по значениям пористости, полученным по данным ГИС. Расчет позволяет уточнить значения проницаемости и избежать значений, связанных со случайными экспериментальными погрешностями в фациях с высокими значениями коэффициента пористости.

7. Построена трехмерная петрофизическая модель распределения классов коллекторов на основе расчета комплексного параметра FZI и по объемным картам пористости и проницаемости.

Реконструкция условий формирования пласта, изучение его фильтрационно-емкостных свойств путем выделения классов коллекторов, в комплексе с геофизическими методами исследования скважин, и последующая визуализация в современном программном обеспечении позволяют отображать литолого-фациальные особенности геологического

объекта, а также детализировать и уточнять его гидродинамические параметры, что повышает эффективность разработки нефтяного пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белозеров В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319, № 1. С. 116–123.
2. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б. Методика в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. 2006. № 5. С. 66–70.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
4. Шишлов С.Б. Структурно-генетический анализ осадочных формаций. СПб.: С.-Пб. Горн. Ин-т., 2010. 276 с.
5. Amaefule J.O., Altunba, M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx. 1993.
6. Basoi R.E., Shanin N., Dawood S.E. Reservoir rock typing from crest to flank is there a link // SPE paper 117728, presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. UAE, Abu Dabi, 2008. 22 p.
7. Kaseem A.L., Mike O.O. A robust Approach to flow unit zonation // SPE paper 98830, presented at the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition. Nigeria, Abuja, 2005. 15 p.

Рецензент В.П. Алексеев

Methodology of oil reservoir characterization (on the example of bed BP₁₁, Vyngayakhinskoye field, Western Siberia)

K. A. Khasanova*, M.Yu. Mityaev**

*National Mineral Resources University,

**GazpromNeft TRC

The paper presents a method of constructing of a geological model of bed BP₁₁ (Vyngayakhinskoye field). The conditions of reservoir formation are determined, permeability and reservoir properties are calculated using a parameter of flow zone indicator and selection of collector class. The values of permeability are measured based on geophysical data, according to distinguished collector classes. Lithofacies and hydrodynamic 3D-models of bed are constructed as well.

Key words: *sedimentation environment, filtration-volumetric characteristics, well logging, hydrodynamic unit, flow zone indicator, hydro-dynamic model.*