

УДК 553.3/9(571.1):550.832(571.1):551.3.051(571.1)

А.С. Меледин¹, e-mail: meledin.andrew@gmail.com; В.А. Белкина¹, e-mail: belkina@tsogu.ru

¹ ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» (Тюмень, Россия).

Геологическое строение пластов БВ₁₀₋₁₁ по комплексу геолого-промысловых данных

В статье предлагается уточненная модель залежи пластов БВ₁₀₋₁₁ мегийонской свиты одного из месторождений Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа (Российская Федерация). Постановка задачи обусловлена значительными неточностями предыдущей геологической модели, выявленными на примере различий проектных и фактических технологических показателей при разработке залежей этих пластов. В процессе разведки и разработки появились новые представления о геологическом строении месторождения, поэтому пришлось провести повторную корреляцию пластов и создать актуальную геологическую модель.

В работе учтены региональные исследования за последние 10–15 лет. Корреляция пластов БВ₁₀₋₁₁ проведена на основе принципиально новой гипотезы – клиноформного залегания отложений нижнего неокома, с использованием принципа хроностратиграфичности. Уточненная модель залежи пластов БВ₁₀₋₁₁ изучаемого месторождения создана по результатам новой корреляции, более точным сейсмическим данным и материалам вновь пробуренной скважины.

Созданная модель значительно изменила представления о геологическом строении залежи пластов БВ₁₀₋₁₁. Внешняя проверка подтвердила более высокую точность и улучшенные прогностические свойства новой модели. Уточненное строение позволяет лучше объяснить проблемы разработки залежи. Предлагаемая модель используется для обоснования изменений в системе заводнения и рекомендуется для повышения эффективности геолого-технических мероприятий. Показано, что необходима доразведка залежи, в частности дополнительное изучение петрофизических характеристик.

В работе использованы методы детальной корреляции на основе гипотезы о клиноформном залегании отложений и принципа хроностратиграфичности, математической статистики, регрессионного анализа, детерминистические методы двумерного моделирования геологических параметров.

Ключевые слова: геологическая модель, клиноформное залегание, корреляция пластов, петрофизическая модель, сейсмические данные, керн, геофизические исследования скважин, нижний неоком, Нижневартовский район, Западная Сибирь.

.....

A.S. Meledin¹, e-mail: meledin.andrew@gmail.com; V.A. Belkina¹, e-mail: belkina@tsogu.ru

¹ Federal State Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen" (Tyumen, Russia).

Geological Structure of the BV₁₀₋₁₁ Horizons by the Complex of Field-Geologic Data

The article suggests the refined model of the deposit of the BV₁₀₋₁₁ layers of Megion suite of one of the fields of the Nizhnevartovsk region of the Khanty-Mansiysk Autonomous District (Russian Federation). The statement of the problem is caused by significant inaccuracies of the previous geological model, revealed by the example of differences in design and actual technological indicators in the development of deposits of these layers. In the process of exploration and development, new knowledge on the geological structure of the field has appeared, thus, it was necessary to make new correlation of layers and create an actual geological model.

The paper takes into account regional studies over the past 10–15 years. Correlation of the BV₁₀₋₁₁ layers was carried out on the basis of a fundamentally new hypothesis – the cliniform occurrence of the Lower Neocomian deposits, using the chronostratigraphic principle. The refined model of the deposit of the BV₁₀₋₁₁ layers of the studied field is created based on the results of the new correlation, more accurate seismic data and materials of the newly drilled well.

The created model significantly changed the concept of the geological structure of the deposits of the BV₁₀₋₁₁ layers. The external control confirmed the higher accuracy and improved predictive properties of the new model. The refined structure better explains the problems of the deposit development. The proposed model is used to justify changes

in the waterflooding system and is recommended to improve the efficiency of geological and engineering measures. It is shown that additional exploration of the deposit is necessary, in particular, an additional study of petrophysical characteristics.

The methods of detailed correlation based on the hypothesis of clinoform occurrence of deposits and the chronostratigraphic principle, mathematical statistics, regression analysis, deterministic methods of two-dimensional modeling of geological parameters were used in the work.

Keywords: geological model, clinoform occurrence, layers correlation, petrophysical model, seismic data, core sample, geophysical well logging, lower Neocomian, Nizhnevartovsk region, Western Siberia.

В процессе разработки залежей пластов БВ₁₀₋₁₁ отмечается отсутствие согласия между геологическим строением и технологическими параметрами. В связи с этим была поставлена задача уточнения геологического строения пластов БВ₁₀₋₁₁. Решение данной задачи призвано повысить не только эффективность разработки, но и точность решения других геологических задач.

При разработке решались следующие проблемы: запускные показатели скважин не коррелировали с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пластов; наблюдалось интенсивное снижение дебитов жидкости в начальный период работы скважин; преждевременно падали темпы отбора; была выявлена слабая или отсутствующая реакция скважин на закачку. Отмечается определенная закономерность этого несоответствия: северная часть залежи характеризуется высокими начальными дебитами нефти (q_n) до 50 м³/сут, которые практически не снижаются достаточно долго, и заметным влиянием системы поддержания пластового давления (ППД) на дебиты добывающих скважин. В центральной части залежи q_n изменяется от 20 до 50 м³/сут, а время отклика добывающих скважин на закачку существенно больше. В южной, самой большой по площади части залежи $q_n < 20$ м³/сут и отсутствует влияние системы ППД на добывающие скважины.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Утвержденная геологическая модель (УГМ) построена на основе гипотезы горизонтально-слоистого осадконакоп-

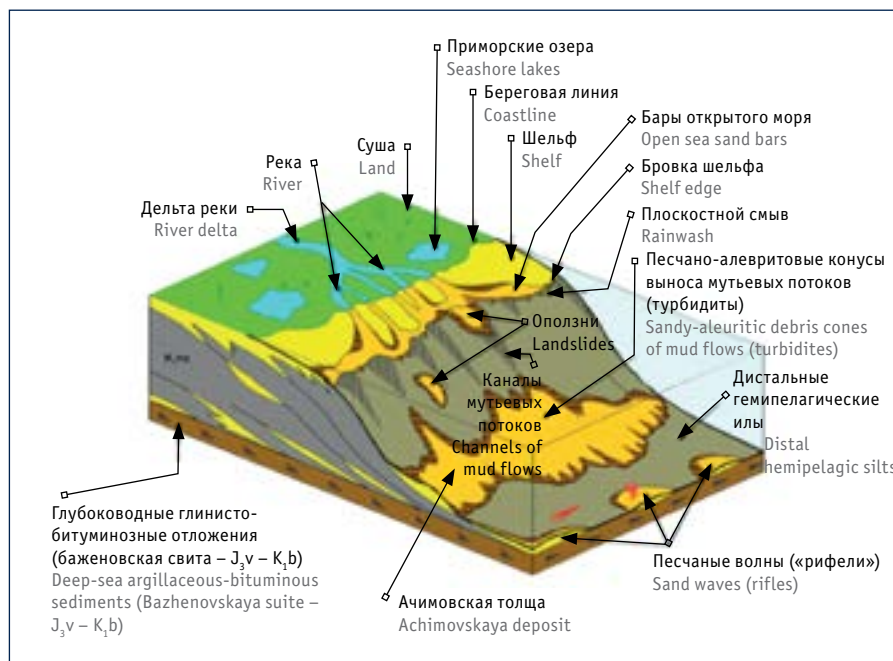


Рис. 1. Клиноформная модель строения отложений нижнего неокома

Fig. 1. The clinoform model of the structure of the Lower Neocomian deposits

ления отложений нижнего неокома. В настоящей работе построение модели пластов БВ₁₀₋₁₁ проведено на основе предположения, что отложения нижнего неокома имеют клиноформное строение. Клиноформы – геологические тела, образующие латеральный ряд полого налегающих друг на друга геологических тел. Возраст их омолаживается от области питания к центру бассейна [1].

Геологическое строение неокома в Западной Сибири изучалось, уточнялось и детализировалось в работах многих авторов: А.Л. Наумова, Ю.В. Брадучана, Л.Ш. Гиршгорна, Ф.Г. Гурари, Ю.Н. Каро-

година и многих других (рис. 1) [1–4]. К настоящему времени в целом сформирована принципиальная сейсмогеологическая модель неокомских отложений Западной Сибири [5–7], предполагающая западные и восточные падения клиноформ. Разделяет их осевая зона неокомского глубоководного бассейна, для которой характерно некомпенсированное осадками прогибание. Анализ варианта корреляции УГМ с позиции клиноформного строения отложений показал наличие существенных ошибок при выделении границ: в модели отсутствует привязка к реперу, не учтены общие закономерности строе-

Для цитирования (for citation):

Меледин А.С., Белкина В.А. Геологическое строение пластов БВ₁₀₋₁₁ по комплексу геолого-промысловых данных // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 1–2. С. 32–38.

Meledin A.S., Belkina V.A. Geological Structure of the BV₁₀₋₁₁ Horizons by the Complex of Field-Geologic Data. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 1–2, P. 32–38. (In Russ.)

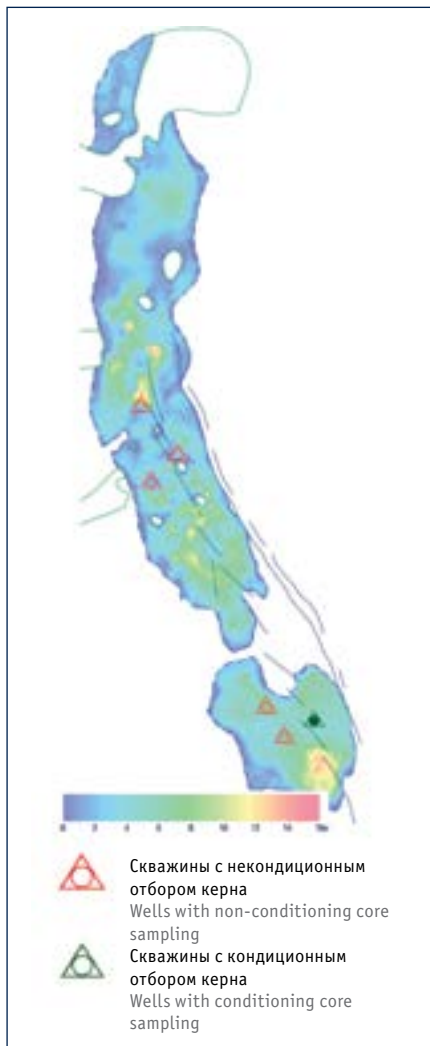


Рис. 2. Карта начальных нефтенасыщенных толщин объекта БВ₁₀₋₁₁; отмечены скважины с отбором керна
 Fig. 2. Map of initial oil-filled thicknesses of the BV₁₀₋₁₁ object; wells with core sampling are marked

ния продуктивной части пластов БВ₁₀₋₁₁ следствием неправильной корреляции стало объединение разных пластов в один пласт.

При анализе петрофизической модели также выявлен ряд недостатков: в основе лежит весьма ограниченное количество керновых исследований. Отбор керна в интервале рассматриваемых отложений выполнен в пяти скважинах в центральной и южной частях месторождения (общая проходка по пласту БВ₁₀ составляет 51,1 м, средний процент выноса керна – 32,5 %, по пласту БВ₁₁ общая проходка – 57,6 м, вынос – 30,2 %) (рис. 2).

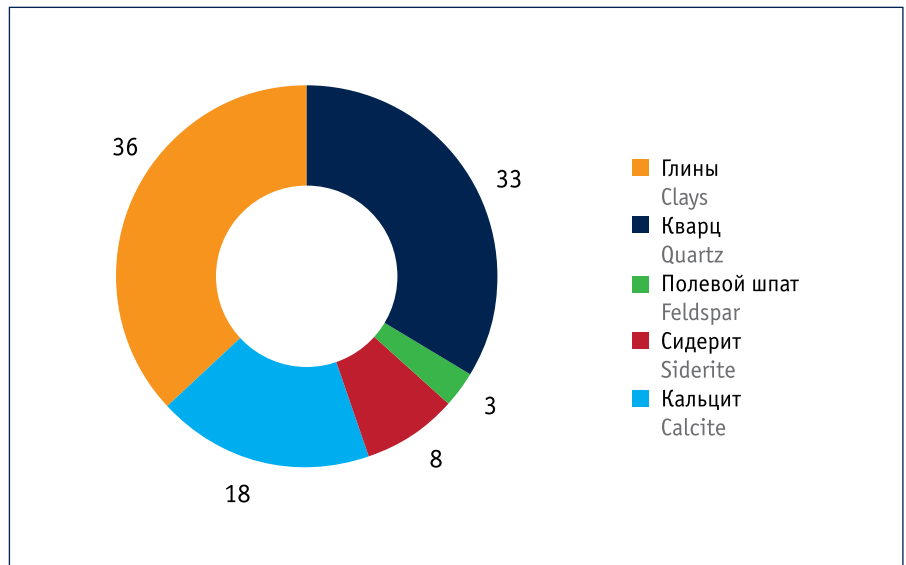


Рис. 3. Содержание минералов в породах пластов БВ₁₀₋₁₁, %
 Fig. 3. Mineral content in rocks of the BV₁₀₋₁₁ layers, %

Таблица 1. Геологические характеристики пластов БВ₁₀₋₁₁
 Table 1. Geological characteristics of the BV₁₀₋₁₁ layers

| Параметр Parameter | БВ ₁₀ ² BV ₁₀ ² | БВ ₁₁ ¹ BV ₁₁ ¹ |
|--|--|--|
| Нефтенасыщенная толщина, м Oil-filled thickness, m | 3 | 1,8 |
| Коэффициент пористости, % Coefficient of porosity, % | 21 | 20 |
| Коэффициент нефтенасыщенности, % Oil saturation coefficient, % | 52,5 | 45,2 |
| Коэффициент проницаемости, ×10 ⁻³ мкм ² Coefficient of permeability, ×10 ⁻³ mkm ² | 5 | 2 |
| Коэффициент песчаности, % Net sand coefficient, % | 27 | 22 |
| Коэффициент расчлененности, ед. Average number of permeable intervals, units | 3,4 | 2,3 |
| Вязкость нефти, Па·с Oil viscosity, Pa·s | 0,09 | 0,09 |

Северная часть залежи, а также зона между центральной и южной частями по керновым данным не исследованы. Таким образом, выборка нерепрезентативна. В петрофизической модели не учтена слоистая глинистость горных пород, что существенно искажает модель. Также следует отметить низкое качество регистрации методов радиоактивного каротажа и удельного электрического сопротивления (УЭС), недостаточный объем исследований методами акустического (АК) и плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-п), большой процент некачественных исследований (около 24 %) и некачественная интерпретация

данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Согласно керновым и каротажным данным породы пластов характеризуются высоким содержанием кварца (36 %), полевых шпатов (33 %), кальцита (8 %) и сидерита (3 %), что негативно сказывается на точности показателей ГИС (рис. 3).

Геологические характеристики пластов БВ₁₀₋₁₁ приведены в табл. 1. Из этих данных видно, что пласт БВ₁₀² характеризуется лучшими значениями нефтенасыщенных толщин и проницаемости. Коллекторы пласта БВ₁₁¹ низкопроницаемые. Визуальный анализ фотографий

керн из новой скважины (рис. 4) говорит о высокой расчлененности пластов БВ₁₀₋₁₁.

РЕШЕНИЕ ПОСТАВЛЕННОЙ ЗАДАЧИ

Уточнение геологической модели, или авторская модель (АМ), начато с переинтерпретации сейсмических данных и данных ГИС. УГМ создана с использованием сейсмических данных компании «Татнефтегеофизика». Они характеризуются большим количеством помех (footprint-эффект). В основу авторской модели вошли более качественные сейсмические исследования, проведенные компанией WesternGeco в 2003 г. Этими исследованиями охвачена вся площадь залежи. Согласно этим данным изучаемые пласты осложнены довольно большим числом тектонических нарушений. При этом качество полевых данных позволило достаточно точно оценить параметры этих разломов: направления простирания и амплитуды (рис. 2).

По результатам переинтерпретации ГИС на основании клиноформного строения авторами при корреляции выделены дополнительные нефтенасыщенные пропластки (рис. 5). На рис. 5б довыделенные пропластки коллектора показаны красным цветом. Отметим, что при корреляции использован принцип хроностратиграфичности разреза. Хроностратиграфия – раздел стратиграфии, имеющий дело с установлением относительного возраста и возрастных соотношений геологических тел [8]. Хронологическое расчленение последовательности слоев производится в соответствии с геохронологической шкалой, что в дальнейшем дает возможность сопоставить разновозрастные отложения.

Были выделены и использованы локальные реперы (зональные литолого-стратиграфические реперы, разделяющие регрессивные циклиты), определена ориентировка склона шельфа (северо-восток), учтены выдержанные трансгрессивные глинистые пачки, являющиеся границами максимального затопления. Выделены отдельные пласты: БВ₁₀²⁻⁰, БВ₁₀², БВ₁₀³, БВ₁₁¹, БВ₁₂.

По результатам корреляции построен геологический разрез, существенно отличающийся от разреза УГМ. Черным

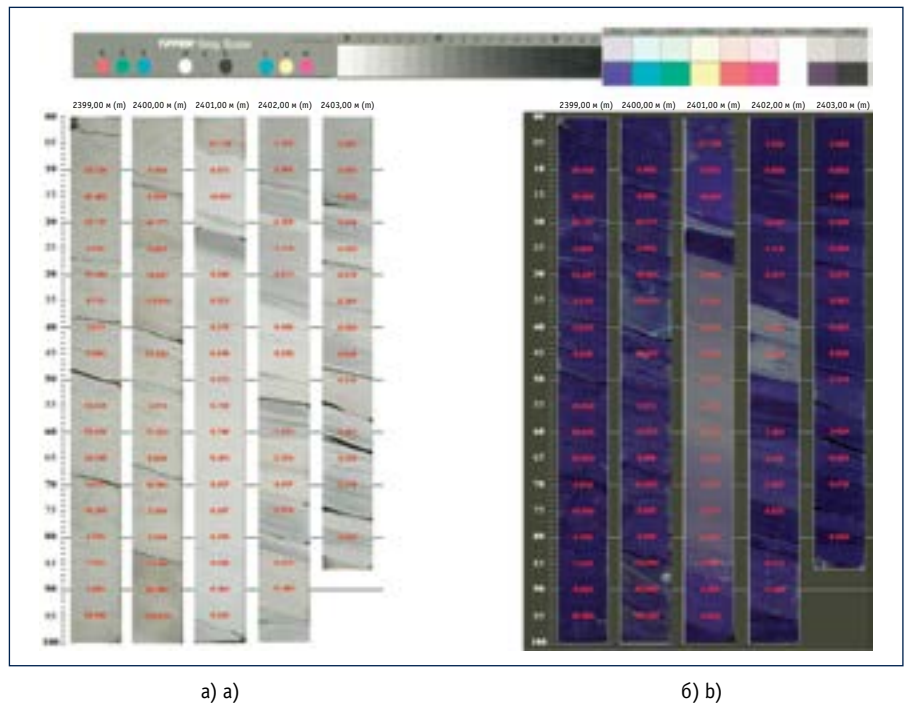


Рис. 4. Фотографии керн: а) в естественном освещении; б) в ультрафиолетовых лучах
Fig. 4. Core photos: a) in natural light; b) in the ultraviolet rays

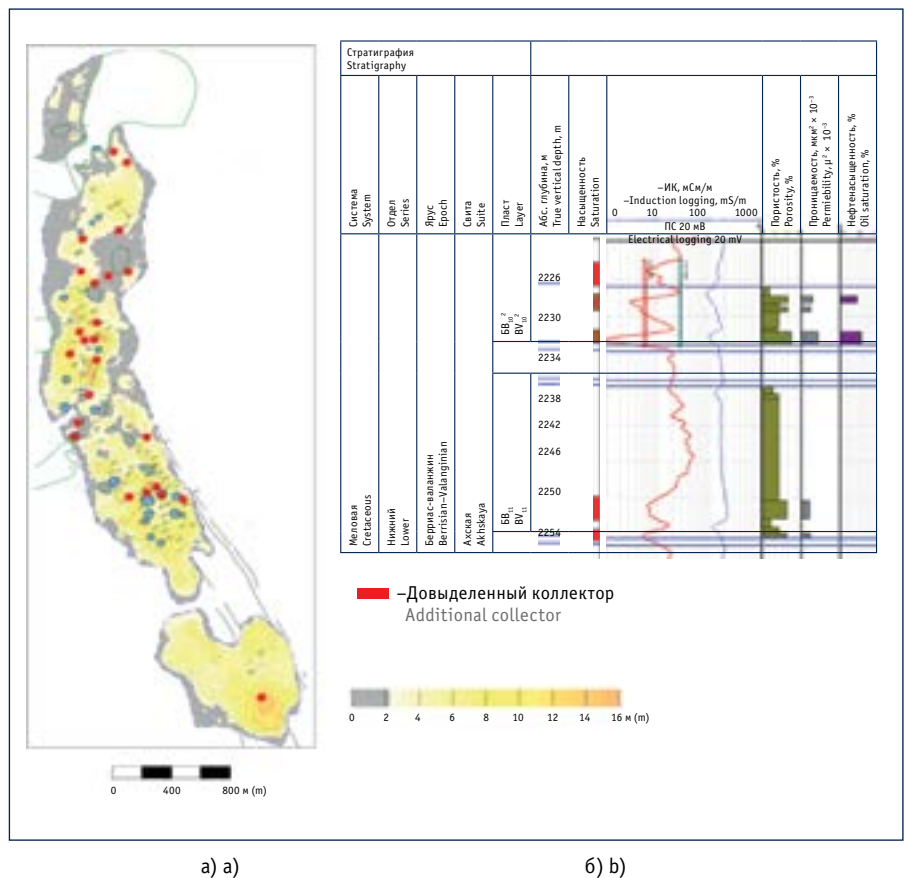


Рис. 5. Карта прироста эффективных толщин: а) по авторской модели; б) пример скважины с довыделенными коллекторами
Fig. 5. Map of increment of effective thicknesses: a) according to the author's model; b) example of a well with additional collectors

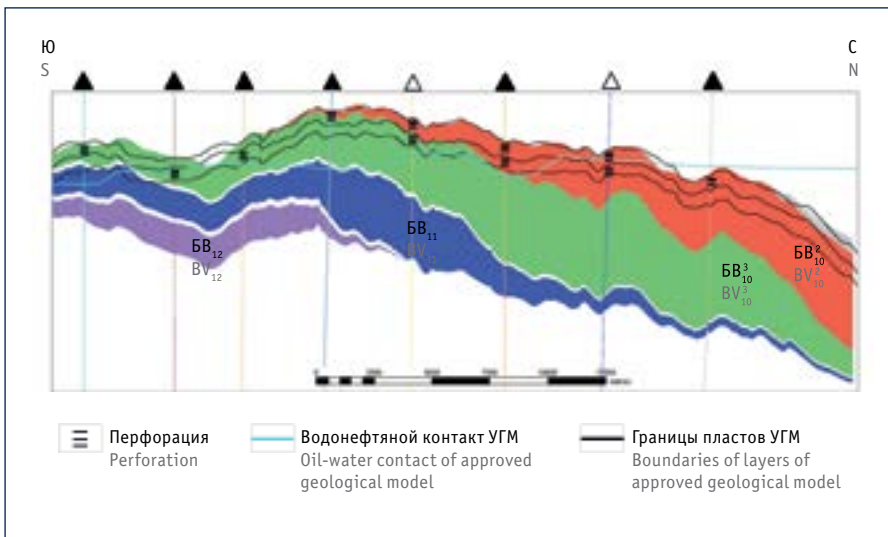


Рис. 6. Геологический разрез авторской модели
Fig. 6. Geological section of the author's model

цветом на рис. 6 показаны границы пластов предыдущей геологической модели. Повышение точности отметок пластов, а также привлечение данных по новой скважине позволило уточнить петрофизическую модель (рис. 7). Из приве-

денной на рис. 7 информации видно, что данные гидродинамического исследования скважин (ГДИС) неинформативны ($R^2 = 0,03$). Петрофизические зависимости по модели 2009 г. и по АМ тесные: коэффициент детерминации зависимости коэффициента проницаемости

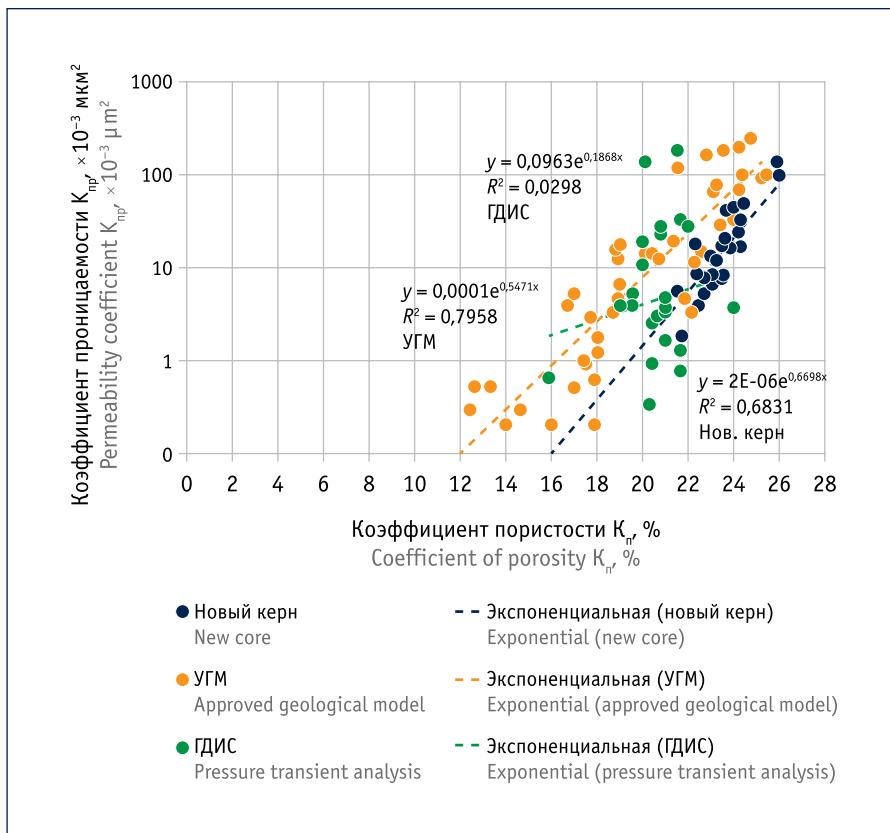


Рис. 7. Регрессионные зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости
Fig. 7. Regression dependences of the permeability coefficient from the coefficient of porosity

$K_{пр}$ от коэффициента пористости $K_{п}$, по новым керновым данным, составляет 0,68 д. ед., а по утвержденной модели – 0,80 д. ед., и, как видно из рис. 7, и зависимости, и графики существенно различаются (данные и график по новым керновым данным на рисунке показаны зеленым цветом, а по утвержденной модели – красным). Это свидетельствует о недоизученности петрофизической зависимости.

На основании более точных данных сейсмической разведки и скважинных данных была построена авторская 3D-модель (3D АМ), как указано выше, на основе клиновидной модели строения отложений нижнего неокома.

В 3D АМ существенно уточнена геометрия пластов в разрезе, заметно увеличились нефтенасыщенные толщины, незначительно увеличились значения фильтрационно-емкостных свойств.

Пласт BV_{10}^2 имеет неоднородную литологическую характеристику: переслаивание (часто тонкое) различных типов пород (песчаников, алевролитов и аргиллитов), высокое содержание глинистого цемента, слюды. Аргиллит серый, плотный, крепкий, горизонтально-слоистый. Песчаник темно-серый, мелкозернистый, плотный, алевролитистый, глинистый, слабослюдистый, слабокарбонатный с многочисленными линзами глинистого материала, с включениями пирита.

Общая толщина пласта BV_{10}^2 в среднем составляет 12,3 м (при диапазоне 6,1–21,3 м); суммарные эффективные толщины – в среднем 4,0 м (0,4–13,7 м); эффективные нефтенасыщенные толщины – в среднем 3,6 м (0,4–13,7 м); коэффициент песчаности в среднем по пласту составляет 0,33 д. ед. (0,03–0,96 д. ед.); расчлененность по пласту в среднем равна 2,6 (от 1 до 8 шт.); коэффициент начальной нефтенасыщенности – в среднем 0,49 д. ед. (0,31–0,76 д. ед.).

Проницаемая часть пласта BV_{11} представлена аргиллитами и песчаниками. Аргиллит серый, темно-серый до черного, плотный с горизонтальными прослоями светло-серых песчаников. Песчаник светло-серый, мелкозернистый с нефтепризнаками. Аргиллиты внутри пропластков и в перемычках

темно-серые, серые, тонкоотмученные с текстурой однородной, линзовидной. Микрослоистость обусловлена неравномерным распределением алевролита и углистого материала. Также встречается биогенная микрослоистость, обусловленная деятельностью мельчайших илоедов. Основная масса складывается из хлоритов, гидрослюд. Присутствуют смешаннослойные образования иллит-монтмориллонитового ряда. Строение оптически ориентированное, местами беспорядочное, со средним и низким содержанием набухающих слоев.

Общая толщина пласта БВ₁₁ в среднем составляет 13,2 м (изменяется в диапазоне 6,0–20,2 м); суммарные эффективные толщины – в среднем 3,0 м (0,6–12,1 м); эффективные нефтенасыщенные толщины – в среднем 2,9 м (0,6–11,4 м); коэффициент песчаности в среднем по пласту составляет 0,23 д. ед. (0,04–0,77 д. ед.); расчлененность по пласту в среднем равна 2,4 (от 1 до 9 шт.); коэффициент начальной нефтенасыщенности – в среднем 0,46 д. ед. (0,31–0,62 д. ед.).

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Графики зависимости запускного дебита жидкости от нефтенасыщенной толщины с учетом довыделенных коллекторов по АМ показывают хорошую корреляционную зависимость (рис. 8б). Для УГМ такой зависимости нет (рис. 8а). Это говорит о более высокой точности, а значит, и о более высоких прогностических свойствах АМ. Отметим, что повышение точности авторской модели обусловлено двумя факторами: 1) использованием большего объема данных, часть которых имеет меньшую неопределенность; 2) все расчеты проведены на основе принципиально иной седиментологической модели – клиноформного строения залежи, при корреляции использован принцип хроностратиграфичности. Накопленный за последние 15–20 лет опыт в области геологического моделирования убедительно показал, что только адекватная гипотеза о седиментологии отложений представляет единственную объек-

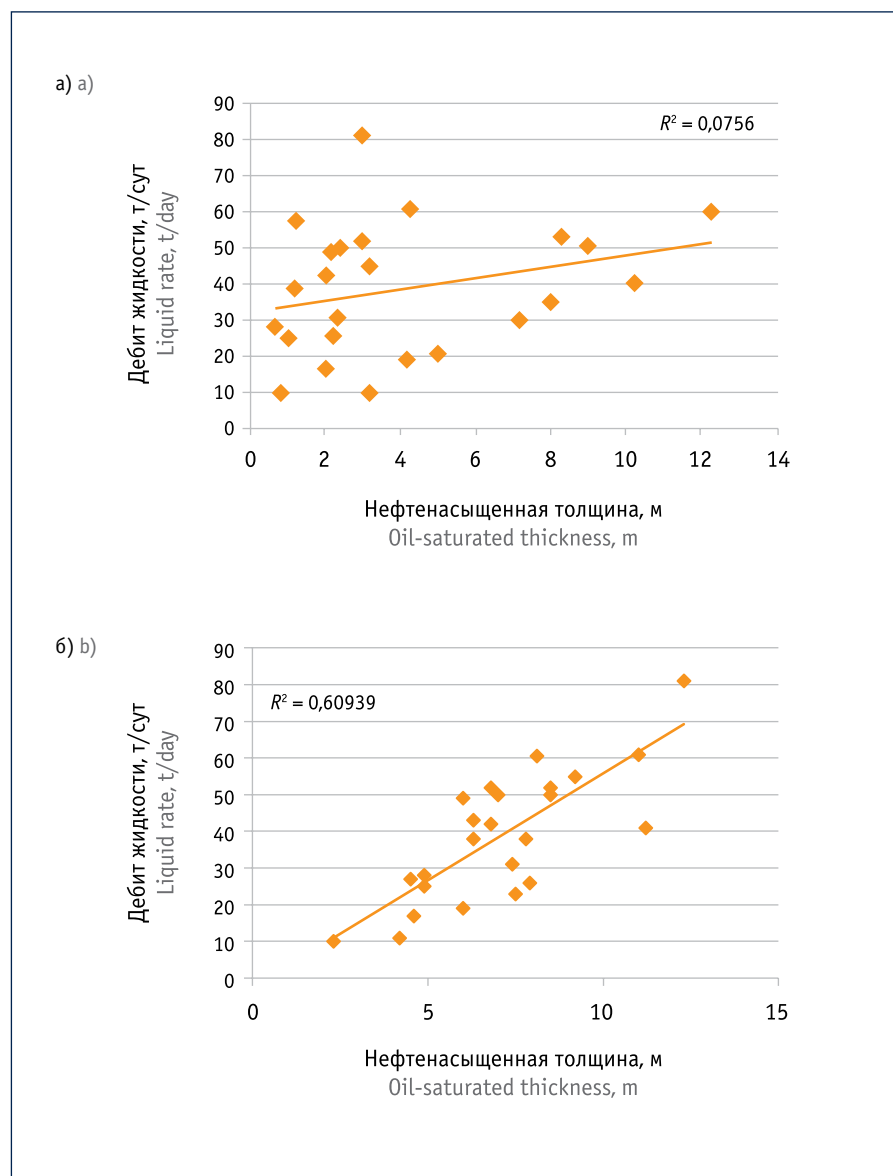


Рис. 8. Зависимость входного дебита жидкости от нефтенасыщенных толщин по: а) УГМ; б) АМ. R^2 – коэффициент корреляции

Fig. 8. Dependence of the input flow rate of the liquid on the oil-saturated thicknesses by: а) approved geological model; б) refined geological model. R^2 – correlation factor

тивную основу для интерпретации и верификации разных видов данных. Как следует из геологического строения пластов БВ₁₀₋₁₁, представленного в 3D АМ, отсутствие взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами объясняется вскрытием разных пластов. Авторская модель дает более точные обоснования для изменения системы заводнения и проектирования геолого-технических мероприятий. Корреляция клиноформно построенных отложений только по скважинным данным достаточно субъективна. При

корреляции разрезов скважин необходимо учитывать следующие положения модели глубоководной седиментации: 1) ориентировка склона шельфа в исследуемом районе (обычно субмеридиональная), наличие одного или нескольких источников поступления песчаного материала с поверхности шельфа в период формирования подводного конуса выноса; 2) наличие заметного углового несогласия между ачимовскими песчаными телами, аккумулирующимися у подножия шельфа, и поверхностью склона,

представленного глинистыми осадками, приблизительное постоянство наклона их границ;

3) циклическая активизация турбидитных потоков [8].

Таким образом, при детальной корреляции пластов с клиноформным строением можно рекомендовать:

- рассматривать стратиграфические границы ачимовских тел как автономные по отношению к изохронным склоновым фациям;
- использовать множество опорных стратиграфических границ (реперов), представленных глинами, проследивать часть их в качестве основных реперов и подбирать наиболее оптимальные локальные реперы;
- использовать принцип примерного постоянства угла наклона кровли песчаных тел вдоль вектора перемещения осадков;
- использовать принцип аналогии, согласно которому закономерности,

выявленные на хорошо изученных бурением участках ачимовской толщи, переносятся на менее изученные участки с аналогичными условиями седиментации [8].

Для дальнейшего уточнения геологической 3D-модели необходимо увеличение объема керновых данных. Для этого рекомендуем:

- бурение двух скважин в центральной и северной частях месторождения с отбором керна – 30 м (вынос 100 %);
- проведение стандартного каротажа: электрического (ПС), нейтронного (НК), гамма-каротажа и ГГК-п, УЭС многозондового, на вертикальном фонде (на кусте), дополнительно кавернометрии (диаметр скажины – ДС), АК, микрозондирования (МКЗ), микробокового (МБК) и бокового каротажа (БК);
- проведение специального каротажа: гидродинамического (ГДК), ядерно-магнитного (ЯМК), акустического широкополосного (АКШ);

• определение физических свойств пород и потоковых характеристик пластов БВ_{10–11};

• создание уточненной петрофизической модели пластов БВ_{10–11} с использованием новых керновых данных и расширенного комплекса ГИС;

• переинтерпретацию ГИС всего фонда скважин с учетом новой петрофизической модели. Дополнительно рекомендуется провести гидропрослушивание и трассерные исследования для определения гидродинамической связи участков залежи.

Уточнение петрофизической модели с привлечением новых керновых данных и данных по вновь пробуренным скважинам позволит провести переинтерпретацию ГИС по всему фонду скважин, что позволит построить более точную трехмерную геологическую модель. Дальнейшее уточнение 3D геологической модели позволит существенно повысить эффективность разработки.

Литература:

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. 141 с.
2. Алейников А.Н., Брадучан Ю.В., Вячкилева Н.П. и др. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. Т. 1. Стратиграфический очерк. Моллюски. М.: Недра, 1990. 241 с.
3. Гишгорн Л.Ш., Соседков В.С. Условия формирования песчаных тел в склоновых отложениях неокомской толщи севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1990. № 3. С. 26–29.
4. Карогодин Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии. Т. 1. Мел Западной Сибири. Новосибирск: Гео, 2006. 166 с.
5. Белкин Н.М. Изучение региональных особенностей и обоснование единой сейсмогеологической модели клиноформного комплекса Шаймско-Красноленинского региона и Среднего Приобья // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 2 (18). С. 51–57.
6. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: Атлас / Под ред. Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой и др. Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. 148 с.
7. Филатова И.М., Захарова Л.М., Сорокин К.А. Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности отложений клиноформных резервуаров АС₇ и АС_{10–12} Карабашской поисковой зоны // Мат-лы XIX науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазоносного потенциала ХМАО–Югры». Ханты-Мансийск, 2016. Т. 1. С. 260–271.
8. Закревский К.Е., Нассонова Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.

References:

1. Gurari F.G. Structure and Conditions of Formation of the Clinoforms of the West Siberian Plate (the Concepts Formation History). Novosibirsk, Publishing House of the Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials, 2003, 141 p. (In Russian)
2. Aleynikov A.N., Braduchan Yu.V., Vyachkileva N.P., et al. Atlas of Mollusks and Foraminifera of Marine Deposits of the Upper Jurassic and Neocomian of the West Siberian Oil and Gas Region. Book 1. Stratigraphic Sketch. Molluscs. Moscow, Nedra, 1990, 241 p. (In Russian)
3. Gishgorn L.Sh., Sosedkov V.S. Conditions for the Formation of Sand Bodies in Slope Sediments of the Neocomian Deposit of the North of Western Siberia. *Geologiya nefiti i gaza = Geology of Oil and Gas*, 1990, No. 3, P. 26–29. (In Russian)
4. Karogodin Yu.N. System Model of the Stratigraphy of Oil and Gas Basins of Eurasia. Book 1. Cretaceous of Western Siberia. Novosibirsk, Geo, 2006, 166 p. (In Russian)
5. Belkin N.M. Regional Features and Substantiation of a Generalized Seismic Model of a Clinoform Complex in the Shaim-Krasnoleninsk Region and the Middle Ob Area. *Geologiya i mineralno-syrievye resursy Sibiri = Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2014, No. 2 (18), P. 51–57. (In Russian)
6. Geological Structure and Oil-and-Gas Potential of the Neocomian Complex of the Khanty-Mansiysk Autonomous District. Ekaterinburg, IzdatNaukaServis, 2004, 148 p. (In Russian)
7. Filatova I.M., Zakharova L.M., Sorokin K.A. Refinement of the Geological Structure and Prospects of Oil-and-Gas Content of the Deposits of the Clinoform Reservoirs AS₇ and AS_{10–12} of the Karabashskaya Search Area. Materials of the XIX Scientific and Practical Conference “Ways of Realizing the Oil-and-Gas Potential of Khanty-Mansiysk Autonomous District – Ugra”. Khanty-Mansiysk, 2016, Vol. 1, P. 260–271. (In Russian)
8. Zakrevsky K.E., Nasonova N.V. Geological Modeling of Neocomian Clinoforms of Western Siberia. Tver, GERS, 2012, 80 p. (In Russian)