

условий осадконакопления как в современных, так и в древних бассейнах, в дополнение к минералогическим и геохимическим данным.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSWW-2023-0010).

Литература

1. Дударев, О. В. Современный литоморфогенез на шельфе морей Восточной Арктики [Текст] / О. В. Дударев, А. Н. Чаркин, Н. Е. Шахова, А. К. Мазуров, И. П. Семилетов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 192 с. – ISBN 978-5-4387-0737-0.
2. Baranov, B. Methane seeps on the outer shelf of the Laptev Sea: characteristic features, structural control, and benthic fauna [Text] / B. Baranov, S. Galkin, A. Vedenin, K. Dozorova, A. Gebruk, M. Flint // *Geo-Marine Letters*, 2020. – V. 40. – P. 1–17.
3. Blott, S. J. K., GRADISTAT: a grain size distribution and statistics package for the analysis of unconsolidated sediments [Text] / S. J. Blott, K. Pye // *Earth Surf. Process. Landforms*, 2001. – V. 26(11). – P. 1237–1248.
4. Bogoyavlensky V. Distribution of permafrost and gas hydrates in relation to intensive gas emission in the central part of the Laptev Sea (Russian Arctic) [Text] / V. Bogoyavlensky, A. Kishankov, A. Kazanin, G. Kazanin // *Marine and Petroleum Geology*, 2022. – V. 138. – P. 105527.
5. Folk, R. L. The Distinction between Grain Size and Mineral Composition in Sedimentary-Rock Nomenclature [Text] / R. L. Folk // *The Journal of Geology*, 1954. – V. 62. – P. 344–59.
6. Pavlidis, Y. A. Recent bottom sediments of the Eurasian Arctic seas. [Text] / Y. A. Pavlidis, F. A. Shcherbakov // *Transl. from Okeanol*, 2000. – V. 40(1). – P. 137–147.
7. Polyakova, I. D. Structure and petroleum potential of the Laptev Sea region [Text] / I. D. Polyakova, G. C. Borukaev // *Lithology and mineral resources*, 2017. – V. 52. – P. 278–294.
8. Ruban A. The influence of cold seepage on the grain size and geochemistry of sediments from the Laptev sea shelf [Text] / A. Ruban, T. Tesi, E. Yaroshchuk, D. Kosmach, M. Rudmin, E. Gershelis, O. Dudarev, A. Mazurov, I. Semiletov // *Marine and Petroleum Geology*, 2024. – V. 160. – P. 106638.
9. Shakhova, N. The East Siberian Arctic Shelf: towards further assessment of permafrost-related methane fluxes and role of sea ice [Text] / N. Shakhova, I. Semiletov, V. Sergienko, L. Lobkovsky, V. Yusupov, A. Salyuk, A. Salomatin, D. Chernykh, D. Kosmach, G. Panteleev, D. Nicolsky, V. Samarkin, S. Joye, A. Charkin, O. Dudarev, A. Meluzov, O. Gustafsson. – *Philos. Trans. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.*, 2015. – V. 373. – P. 20140451

**ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ
ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА Ю₃ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ АЛЕКСАНДРОВСКОГО СВОДА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
Кокорев Д.И.**

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отложения тюменской свиты, разрабатываемые на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, представляют большой интерес для восполнения ресурсной базы региона. Проведение комплексного литолого-фациального анализа отложений тюменской свиты поможет лучше понять геологическое строение данного региона, условия накопления пород и подобрать наиболее оптимальный способ добычи углеводородов.

Целью данной работы является исследование геологического строения и определение влияния литолого-фациальных особенностей осадконакопления отложений пласта Ю₃ тюменской свиты на эффективность извлечения углеводородов.

Изучаемое месторождение расположено на территории Александровского нефтегазоносного района в пределах крупного структурного элемента – Александровского свода. Нефтеносность месторождения связана с доюрскими образованиями, отложениями тюменской, васюганской, куломзинской, тарской и вартовской свит. Тюменская свита является второй по продуктивности свитой месторождения и включает в себя нефтегазоносные горизонты Ю₂ и Ю₃.

Горизонт Ю₃ включает в себя четыре продуктивных пласта, объединенных в два объекта разработки: Ю₃¹⁺² и Ю₃³⁺⁴. Отложения продуктивных пластов представлены чередованием проницаемых прослоев с глинистыми и карбонатно-глинистыми разностями пород. Пласт Ю₃² характеризуется наибольшей песчаностью из всех пластов горизонта Ю₃. Данный пласт является основным продуктивным объектом из тюменской серии пластов. Пласт Ю₃¹ характеризуется наибольшей глинистостью и углистостью разреза, наименьшей песчаностью, сложным характером распределения песчаных линз.

Эффективные и нефтенасыщенные толщины по залежи пласта Ю₃¹⁺² изменяются от 1,2 до 34,5 м. Поскольку пласт Ю₃¹⁺² состоит из линз, водонефтяные контакты изменяются в разных частях залежи от а. о. -2259 м до -2287 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная. Размеры залежи составляют 6,5х4,5 км, высота 93 м. Залежь ограничена зонами замещения песчаных тел и тектоническими экранами, которые были определены по результатам интерпретации сейсмических данных и ГИС.

Формирование отложений изучаемого объекта происходило в период батского века – в это время Западно-Сибирская геосинеклиза продолжала испытывать прогибание, начавшееся в начале юрской эпохи. В процесс аккумуляции была вовлечена большая ее часть. Выравнивание рельефа привело к формированию в пределах

низменных аккумулятивных равнин, к которым в то время относилась территория изучаемого месторождения, аллювиальных систем меандрирующего типа.

Палеогеография территории исследования на момент формирования пласта Ю₃¹⁺² подтверждается палеоструктурным анализом, согласно которому период формирования пласта Ю₃¹⁺² характеризуется преимущественно континентальным режимом осадконакопления. Господствуют локальные источники сноса: эрозии подвергаются гипсометрически приподнятые зоны района месторождения, снос осадков происходит по склонам положительных палеоструктур с частичным отложением материала в зоны депрессий.

Отложения тюменской свиты и пласта Ю₃¹⁺² обладают высокой литолого-фациальной изменчивостью и приуроченностью коллекторов с высокими ФЕС к линзовидным песчано-алевролитовым телам, развитым в зонах русловых фаций, приуроченных к меандрирующим палеорекам озерно-аллювиальных равнин.

Меандрирующие реки равнин характеризуются низкой гидродинамикой вод и повышенным содержанием терригенного материала. Данному типу рек характерно фрагментарное развитие песчаной составляющей в разрезе и плане в виде обособленных друг от друга песчаных тел. Песчаные тела обладают извилистой и вытянутой формой. Наиболее крупные из них протягиваются с севера и северо-запада на юг и юго-восток.

В соответствии с исследованиями, которые сводились к совокупному изучению кернового материала, форм кривых ПС и морфологии песчаных тел, на территории изучаемого месторождения выделены зоны распространения песчаных русловых фаций, песчано-глинистых фаций песков разлива и песчано-глинистых фаций пойм.

По керновым данным выделены характерные признаки континентальных фаций – крупная косяя слоистость в песчаниках, подчеркнутая углистым и глинистым веществом, глинистые интракласты различной формы, приуроченные к началу циклов (врезов), в пойменных фациях широко развиты корневые системы, оползневые текстуры, текстуры деформаций и т.д.

Анализ кернового материала показал, что в изучаемых пластах можно выделить три типа коллектора: 1 тип – относительно чистые мелкозернистые песчаники; 2 тип – глинистые песчаники; 3 тип – тонкозернистые песчаники.

Фильтрационно-емкостные свойства пород в значительной степени определяются фациальными условиями, и поэтому изменяются как по площади пласта, так и по его разрезу. Используя результаты геофизических исследований скважин, можно построить карты, показывающие распределение коэффициентов пористости, проницаемости и эффективных толщин пласта. Эти карты являются важным инструментом при оценке запасов углеводородов и планировании добычи.

Коллекторские свойства пласта Ю₃¹⁺² по керновым данным имеют следующие характеристики. Открытая пористость изменяется от 10,2 до 21 %. Проницаемость варьирует в пределах $0,7-114,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность изменяется от 30,2 до 73,3 %. Средневзвешенные значения параметров по пласту составляют: открытая пористость – 14,8 %, проницаемость – $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² и остаточная водонасыщенность – 48,3 %

Также определены коллекторские свойства по данным ГИС. Открытая пористость изменяется от 10,3 до 22,2 %. Проницаемость варьирует в пределах от $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1539,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средневзвешенные значения параметров по пласту составляют: открытая пористость – 16,9 %, проницаемость – $22,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². По данным ГИС построены карты распределения коэффициентов пористости и проницаемости. Согласно классификации А.А. Ханина, отложения пласта Ю₃¹⁺² относятся к IV-V классам коллекторов.

Динамика изменений фильтрационных параметров может дать важную информацию о разработке месторождения. С помощью гидродинамических исследований скважин можно отследить направления фильтрации, а также определить источники обводнения и выявить гидродинамическую взаимосвязь между скважинами. Также наиболее важным является изучение направлений фильтрации воды, нагнетаемой в пласт, для определения наиболее благоприятных условий для экранирования углеводородов. Эта информация, включая данные о фациальных обстановках, позволяет оптимизировать процессы добычи и увеличить эффективность разработки месторождения.

По результатам проведения трассерных исследований было подтверждено наличие тектонического разлома, расположение которого отчетливо выделяется по реагирующим добывающим скважинам. Помимо тектонического разлома было выявлено, что от каждой из исследуемых нагнетательных скважин существует опережающий прорыв закачиваемой воды к добывающим скважинам, скорость которого варьирует от 203 м/сут до 339,8 м/сут. Опережающий прорыв происходит по каналам низкого фильтрационного сопротивления, проницаемость в которых варьирует от 10,34 до 32,30 мкм². Обводненность добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными скважинами через каналы НФС, имеет высокие показатели вплоть до 96 % при отборах от 9 до 87 м³/сут. Высокая обводненность негативно сказывается на конечной нефтеотдаче пласта.

Литолого-фациальная неоднородность пласта Ю₃¹⁺² также оказывает влияние на распределение закачиваемой воды по интервалам перфорации. Распределение определяется по результатам проведения промыслово-геофизических исследований, а именно потокометрии. По результатам определения профиля приемности в скважинах, работающих на пласт Ю₃¹⁺², было выяснено, что распределение закачиваемой воды происходит неравномерно по интервалам перфорации.

При этом отмечается неравномерное распределение пластового давления по площади залежи и имеются значительные его перепады от 360 атм до 160–240 атм.

Таким образом, при столь сложном геологическом строении месторождения для снижения темпов роста обводненности и увеличения конечной нефтеотдачи участка исследования рекомендуются к проведению следующие мероприятия: изменение (выравнивание) профилей приемности нагнетательных скважин и увеличение охвата выработкой за счет применения поткоотклоняющих технологий (например, закачки гелеобразующих дисперсных составов) и изоляции заводненных интервалов.

Подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод о том, что комплексный литолого-фациальный анализ, включающий в себя изучение палеогеографии, фациальных обстановок, определение характера распределения фильтрационно-емкостных свойств по площади и по разрезу, позволит определить эффективность текущей системы разработки, актуализировать параметры, используемые для подсчета запасов углеводородов, а также спланировать геолого-технические мероприятия для повышения нефтеотдачи.

Литература

1. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде [Текст] / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – №5. – С. 745 – 776.
2. Никаноров, А. М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований [Текст] / А. М. Никаноров. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
3. Соколовский Э. В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов [Текст] / Э. В. Соколовский, Г. Б. Соловьев, Ю. И. Тренчиков. – М.: Недра, 1986. – 158 с.

НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА СТРОЕНИЕ ПЛАСТА АС12 НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Z (ХМАО-ЮГРА)

Лобес Д.С., Игнатов А.И.

Научный руководитель, доцент Л.А. Краснощекова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия*

Объектом исследования являются нижнемеловые отложения пласта АС12, вскрытые в разрезах скважин нефтяного месторождения Z. Месторождение в геологическом отношении имеет весьма интересное строение, что и вызывает научный интерес. Отложения представляют собой неструктурные ловушки, клиноформы, которые содержат в себе залежи углеводородов. В административном отношении месторождение Z находится в Ханты-Мансийском автономном округе в 96 км к юго-востоку от г. Ханты-Мансийск. Ближайшим разрабатываемым месторождением является Приобское. В тектоническом отношении месторождение приурочено к Ендырскому валу – структуре II порядка, расположенной в пределах Фроловской мегавпадины (структура I порядка).

Нефтегазоносность месторождения установлена в терригенных клиноформных отложениях ахской и черкашинской свит нижнего отдела меловой системы (пласты АС9-1, АС9-3а, АС9-3б, АС10-1, АС10-2, АС11-1, АС12-1, АС12-2). Терригенные отложения данных пластов представлены переслаиванием мелкозернистых алевролитов, мелко- и тонкозернистого песчаника, а также тонким переслаиванием мелкозернистого песчаника с алевитистой глиной и светло-серым алевролитом в виде отдельных прослоев либо линз. По величине извлекаемых запасов месторождение относится к крупным, по сложности геологического строения – к сложным.

Цель исследования: пересмотреть геологическое строение пласта АС12 и реализовать его в 3Д геологическом моделировании для повышения прогнозной способности модели. В задачи исследовательской работы входило изучение особенности строения клиноформ, построение фациальной модели и перераспределение фильтрационно-емкостных свойств при 3Д моделировании с учетом полученных данных, что позволит в 3Д модели заложить поисково-разведочные скважины. Для решения поставленных задач был проведен региональный стратиграфический анализ, в результате которого установлены мелководные условия осадконакопления группы пластов АС (рис. 1) и определены стратиграфические границы отложений (рис. 2).

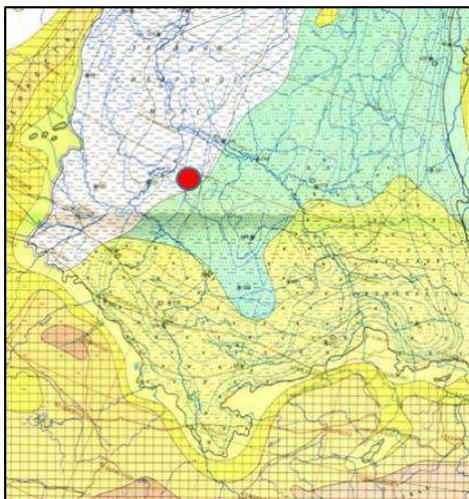


Рис. 1. Литолого-палеогеографическая карта (гостеривский век) [1]:
1 – прибрежная равнина, 2 – мелкая часть шельфа

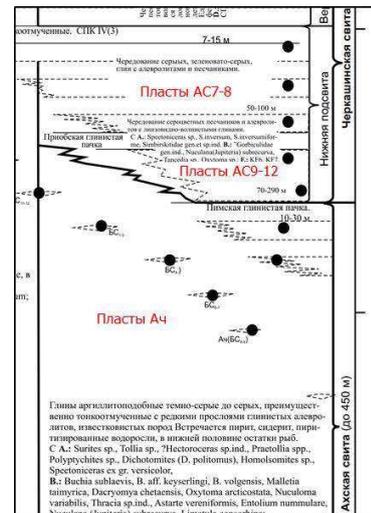


Рис. 2. Региональная стратиграфическая схема Приобско-Надымский район [3]