ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ЦЕЛЮ ПРОГНОЗА И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НА ЧУПАЛЬСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

FACIAL ANALYSIS OF THE TYUMEN FORMATION BASED ON A INTEGRATED INTERPRETATION OF SEISMIC AND GEOPHYSICAL SURVEYS FOR PREDICTING AND INCREASING DRILLING EFFECIENCY OF THE CHUPALSKY LICENSE AREA

Д. Р. Кулбаева
Diana R. Kulbaeva

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. Р. Сербасева
Alina R. Serbaeva

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Э. Д. Сулейманов
Eldar D. Suleymanov

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

В работе представлены методологические подходы к изучению продуктивных пластов тюменской свиты Западной Сибири. Приведены результаты создания концептуальной геологической модели продуктивного пласта ЮС2 на примере месторождений Чупальского лицензионного участка. Для каждой фациальной зоны отложений тюменской свиты создана своя петрофизическая модель. Результаты работы имеют конкретное применение в рекомендациях по разработке с дальнейшим планированием бурения новых скважин в наиболее перспективные литофациальные зоны.

Для получения максимально достоверных результатов в ходе исследования использовался комплексный подход для определения обстановок осадконакопления:

- 1) анализ кернового материала, обработка данных минералогического и гранулометрического анализов;
- 2) корреляция, расчленение, выделение электрофаций по данным геофизических исследований скважин и по керну;
- 3) сопоставление данных электрофациального анализа с результатами гранулометрических исследований;
- 4) подбор концептуальной седиментационной модели и построение на её основе фациальной модели пласта ЮС2;
- 5) сопоставление фациальной модели с данными атрибутивного анализа сейсморазведки;
- 6) анализ фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора в зависимости от фациальных условий его формирования;
- 7) площадной прогноз распределения эффективных толщин и фильтрационно-ёмкостных свойств пласта ЮС2.

Созданные на основе комплексных сейсмогеологических данных двумерные геологические модели продуктивных пластов отображают зоны развития песчаных тел, связанные с объектами палеорусового генезиса. Размещение эксплуатационных скважин на участках с улучшенным качеством коллектора позволит повысить рентабельность вовлечения в разработку залежей тюменской свиты Чупальского лицензионного участка и выявить новые перспективные участки для бурения.

Ключевые слова

коллектор; тюменская свита;
фациальная зона; русловая фация;
пойменная фация; керн; шлифы;
коэффициент проницаемости;
коэффициент пористости;
петрофизическая модель;
геологическая модель

The scientific work presents methodological approaches to the study of productive strata of the Tyumen suite of Western Siberia. The results of creating a conceptual geological model of the UC2 reservoir are presented using the fields of the Chupalsky license area as an example. For each facies zone of deposits of the Tyumen Formation, its own petrophysical model has been created. The results of geological work have specific application in the recommendations for development with further planning for drilling new wells in the most confident lithofacial zones.

To obtain the most reliable results during the study, a combination of various methods for determining sedimentation conditions is used:

- 1) analysis of core material, processing of mineralogical and particle size analysis data;
- 2) correlation, dismemberment, allocation of electrofacies according to the data of geophysical research of wells and core;
- 3) comparison of the data of electro-facies analysis with the results of particle size analysis;
- 4) the selection of a conceptual sedimentation model and the construction on its basis of a facial model of the UC2 formation;
- 5) comparison of the facies model with the data of attributive analysis of seismic exploration;
- 6) analysis of the reservoir properties of the reservoir, depending on the facies conditions of its formation;
- 7) a territorial forecast of the distribution of effective thicknesses and filtration-reservoir properties of the UC2 formation.

Two-dimensional geological models of productive strata created on the basis of complex seismic and geological data localize the zones of development of sand bodies associated with objects of paleochannel genesis. Placing production wells in areas with a high degree of productivity will increase the profitability of involvement in the development of deposits of the Tyumen Formation of the Chupalsky license area and identify new promising areas for drilling.

Актуальность проблемы

В регионе деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» основная часть запасов углеводородов, приуроченная к коллекторам с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), практически выработана. Текущее бурение сконцентрировано в низкопроницаемых коллекторах ачимовских и тюменских отложений, характеризующихся низкими ФЕС и высокой степенью неоднородности коллекторов. Эти отложения относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Для эффективного вовлечения в разработку ТРИЗ требуется апробация и внедрение новых технологий и системных решений в разработке, а также комплексных подходов к подготовке запасов к эксплуатационному бурению [1].

Залежи тюменской свиты находятся на стадии освоения, степень их выработанности составляет всего 5 %. В настоящее время изучению продуктивных пластов тюменской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции уделяется большое внимание: бурятся поисково-разведочные скважины, углубляется эксплуатационный фонд. Сложное геологическое строение и низкая степень изученности

Key words

reservoir rock; Tyumen formation; facies zonation; gutter (river bed); floodplain; core; thin rock section; coefficient of permeability; coefficient of porosity; petrophysical model; geologic model

создают высокие риски и неопределенности в оценке перспектив тюменских отложений.

Согласно данным геофизических исследований скважин (ГИС) и анализа керна, в новых скважинах наблюдаются пространственная невыдержанность коллекторов, их низкие коллекторские свойства, что, в свою очередь, снижает эффективность разработки залежей углеводородов. Это является следствием крайне сложного геологического строения и прежде всего сильной вертикальной и латеральной литологической изменчивости продуктивных пластов, характеризующихся существенными вторичными преобразованиями и, как следствие, сложным строением пустотного пространства. В большинстве случаев существующие геологические модели, являющиеся основой при планировании эксплуатационного бурения, не отображают всю сложность природных резервуаров тюменской свиты и не указывают на особенности распределения в них коллекторов с высокими добычными возможностями, а именно они обеспечивают основной потенциал их освоения [2].

Значительные латеральные изменения эффективных толщин, пористости и проницаемости пласта ЮС2 наблюдаются на коротких

расстояниях, сопоставимых с интервалами бурения эксплуатационных скважин. Промысловые данные подтверждают невысокую успешность эксплуатационного бурения и наличие сухих, низкодебитных и высокодебитных скважин в близрасположенных участках коллектора тюменской свиты. В связи с вышеизложенным, возникает необходимость всестороннего анализа тюменских отложений на основе комплексного методологического подхода с целью создания детальных литофациальных моделей природных резервуаров тюменской свиты. Подобные модели, как показал опыт их применения на Чупальском лицензионном участке (ЛУ), значительно облегчают прогнозирование наиболее перспективных промысловых зон коллектора и способствуют повышению эффективности эксплуатационного бурения и оптимизации системы разработки.

Методика исследований

Построение концептуальной геологической модели с фациальной основой, как известно [3], носит комплексный методический характер. Для отложений тюменской свиты изучаемой территории выполнены: 1) анализ керновых данных; 2) фациальная интерпретация ГИС, анализ ФЕС пород-коллекторов; 3) детальная корреляция разрезов, диагностика и корреляция литофаций и электрофаций; 4) анализ карт сейсмических атрибутов; 5) построение фациальных карт и фациальных профилей, палеогеографические реконструкции; 6) прогноз зон развития улучшенных коллекторов.

Седиментологический анализ керна и ГИС

Послойное описание кернового материала и седиментологический анализ графиков каротажных кривых ГИС позволили отнести отложения тюменской свиты к аллювиальной обстановке с характерными фациальными типами разрезов речных русел и поймы.

Фация речных русел представлена повышенной мощностью песчаных отложений, имеющих линейный характер. Отложения каналов обычно представлены мелко-среднезернистыми песчаниками с выдержанной плоскопараллельной косой однонаправленной слоистостью. Сортировка обломочного материала от средней до хорошей. В подошве песчаных тел встречаются более крупнозернистые прослой, в т.ч. разноразмерные глинистые интракласты, фиксирующие базальные участки

русловых врезов, возникающие при боковой миграции русла. В результате миграции меандрирующего русла формируются песчаная коса за счет эрозии вогнутого берега и отложения осадков на внутреннем берегу реки.

На каротажных диаграммах русловые отложения характеризуются колоколовидными и цилиндрическими формами кривых потенциала собственной поляризации (ПС) и гамма-каротажа (ГК). Колоколовидные формы каротажных диаграмм, характерные для относительно маломощных канальных тел, характеризуют постепенное уменьшение зернистости от подошвы к кровле слоя. По данным литологического описания керна в отложениях присутствуют гравийно-галечные прослой и скопления углефицированных растительных остатков. Подобный гранулометрический профиль характерен для рек с меандрирующим типом русла, развитых на аккумулятивных равнинах с низким градиентом уклона и хорошо сформированным растительным покровом.

Фация поймы характеризуется наличием песков пойменных разливов, которые формируются в период паводков и образуют ритмично построенные пачки переслаивания тонкообломочного материала, разделенного пойменными глинами. В обломочных отложениях преобладает алевритовая фракция, мелкозернистые песчаники представлены тонкими прослоями плохо отсортированного терригенного материала.

В разрезе пачек переслаивания текстуры субгоризонтальные и пологоволнистые, нередко с восходящей рябью течения, указывающей на очень быстрое «лавинообразное» осаждение зерен. Вверх по разрезу обычно наблюдается уменьшение размера зерен, отражающее постепенное убывание силы потока к концу паводкового периода. В отложениях поймы часто наблюдаются отпечатки флоры, фрагменты корней растений и тонкие прослой угля. На каротажных кривых маломощные интервалы пойменных песков характеризуются треугольной формой ПС и ГК [4].

По минеральному составу песчаники относятся к полевошпат-кварцевым грауваккам. В пойменной фации наблюдается полимодальное распределение гранулометрических фракций с преобладанием алевритовой крупнозернистой (КрА) и глинистой (Сгл) фракций и подчиненным развитием песчаных среднезернистых (СрП) отложений. Русловая

фация, напротив, характеризуется преимущественно одномодальным распределением гранулометрических фракций и более крупными размерами обломочного материала, соответствующими среднезернистому песчанику (СрП).

В мелкозернистых пойменных образованиях, в отличие от канальных отложений, отмечаются ухудшение степени сортировки породообразующих зерен, возрастание плотности их упаковки и, как следствие, уменьшение размеров открытых пор (рисунок 1).

Рисунок 1. Примеры фотографий шлифов для отложений русловой и пойменной фаций (с одним никелем)

Кроме гранулометрического состава на качество коллектора повлияли также постседиментационные изменения, сопровождавшиеся трансформацией первичного пустотного пространства. Признаки эпигенетических преобразований лучше всего проявлены у обломочных псаммитовых пород русловой и пойменной фаций с небольшим объемом цементирующей массы. Структурные особенности этих пород – конформные, инкорпорационные, микростилолитовые, регенерационные – указывают на проявление преимущественно гравитационного уплотнения зерен с частичной потерей первичной пористости.

Корректировка геологической модели

Данные бурения скважин эксплуатационного фонда с определенной долей погрешности подтвердили ранее принятую концептуальную литофациальную модель изучаемого комплекса. Для дальнейшего уточнения и корректировки модели потребовалось привлечение материалов трехмерной сейсморазведки на основе метода общей глубинной точки (МОГТ-3D).

Результаты совместного анализа скважинной и сейсмической информации позволили уточнить границы пласта ЮС2. Для получения наиболее полного представления о строении изучаемого комплекса и картирования объектов руслового генезиса использовано несколько подходов к анализу динамического

волнового поля: проанализированы карты сейсмодатасетов, седиментационные срезы, различные атрибуты и результаты спектральной декомпозиции и последующего RGB-суммирования.

Комплексирование сейсмической информации о распределении динамических характеристик волнового поля в пространстве позволило выделить и закартировать в пределах лицензионного участка зоны палеорусел, выделяющихся в виде линейных аномалий (рисунок 2). Данные участки характеризуются высокими ФЕС и являются первоочередными для заложения горизонтальных скважин с ожидаемым повышением рентабельности разработки.

Для прогноза развития эффективных толщин проводился динамический атрибутный анализ в интервале каждого пропластка горизонта ЮС2. Были рассчитаны различные атрибуты по кубу сейсмических амплитуд, по которым наблюдается закономерное изменение волнового поля, пространственно совпадающее с трендом изменения литолого-фациальных зон. Результатом детального сейсмогеологического анализа явилась итоговая карта продуктивных толщин пласта ЮС2 с прогнозом развития перспективных зон на неразбуренных участках (рисунок 3).

Петрофизическая модель

Для обоснования петрофизической модели пласта были построены основные петрофизи-

Рисунок 2. Карта-схема фациальных зон отложений пласта ЮС2 Чупальского ЛУ

Рисунок 3. Фрагмент карты продуктивных толщин пласта ЮС2 Чупальского ЛУ

ческие зависимости [5] по фациальным зонам, выделенным по картам сейсмочлассов.

На графиках зависимости коэффициента пористости (K_p) от коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) видно, что песчаники русловой фации отличаются от таковых пойменных от-

ложений лучшими ФЕС и, прежде всего, более высокими значениями величин проницаемости (рисунок 4). Большая часть выборки образцов русловых песчаников характеризуется значениями $K_{пр}$ от 2 до 20 мД, тогда как в пойменных отложениях преобладают лито-

Рисунок 4. Петрофизические зависимости для отложений пласта ЮС2 с учетом их фациальной принадлежности

типы с $K_{пр}$ 1 мД и менее. Среднее значение $K_{пр}$ для фации русловых отложений составляет 6 мД, для песков пойменных разливов — 0,6 мД.

Как следует из диаграмм (рисунок 4), при одной и той же величине пористости наиболее высокопроницаемыми являются разновидности среднезернистых песчанников. У более тонкозернистых пород отмечается закономерное снижение проницаемости по мере уменьшения размеров зерен. Одновременно с уменьшением проницаемо-

сти в тонкозернистых пойменных литотипах происходит возрастание объема в них остаточной воды и, как следствие, ожидаемое существенное снижение полезной емкости коллектора.

Использование новой петрофизической модели, полученной с учетом фациальной неоднородности пласта ЮС2, позволило на количественной основе выделить в его пределах два петрофизических класса пород-коллекторов с граничным значением $K_{пр}$, равным 1 мД (рисунок 5).

Рисунок 5. Зависимость $K_{пр}$ от УЭС с учетом фациальной неоднородности

Влияние на разработку

Результаты выполненных исследований использованы при выработке рекомендаций по разработке месторождения и корректировке рейтинга бурения (рисунок 6).

По данным пересмотра Кпр по ГИС построена карта проницаемости, на которой выделены перспективные тела канальной фации с улучшенными коллекторскими свойствами, что отразилось на росте среднего запускного дебита скважин. Темпы падения дебитов нефти для новых скважин дифференцированы с учетом фациальной неоднородности коллектора.

Отложения пласта ЮС2 разрабатываются, как правило, с применением гидравлического

разрыва пласта (ГРП). В рамках данной работы рекомендовано бурение горизонтальных скважин без применения ГРП в русловой фации, где существует риск приобщения ниже лежащих водоносных пропластков трещиной ГРП [1, 6].

С учетом новых данных скорректированы очередность бурения и положение скважин. Если ранее к бурению было запланировано пять кустов, то в актуализированном варианте, в связи с выделением наиболее перспективных зон, обосновано и рекомендовано эксплуатационное бурение 18 кустов на период 2021–2025 гг.

Рисунок 6. Комплект итоговых материалов, использованных для оптимизации разработки пласта ЮС2

Выводы

1. Отложения тюменской свиты формировались в области аллювиальной равнины, существовавшей на рассматриваемой территории в течение всей средней юры.
2. Продуктивный пласт ЮС2 имеет циклическое строение и характеризуется двумя фациальными типами отложений – русловыми и пойменными с индивидуальными гранулометрическими профилями и литологическими особенностями.
3. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов определяются их фациаль-

ной принадлежностью. Наилучшим качеством ФЕС характеризуются русловые песчаники. Песчано-алевролитовые отложения пойменной фации представлены небольшими толщами, худшей гранулометрической и минералогической зрелостью и, как следствие, низким качеством ФЕС.

4. Новая геологическая модель с фациальной основой позволяет оптимизировать эксплуатационное бурение и повысить рентабельность вовлечения в разработку залежей тюменской свиты на Чупальском ЛУ.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Shabalin M., Khabibullin G., Suleymanov E. Rodionova I., Sergeychev A., Kulbaeva D., Volkova P., Serbaeva A. Tight Oil Development in RN-Yuganskneftegas // Materials of SPE Russian Petroleum Technology

Conference. Moscow, Russia. 2019. SPE-196753-MS. DOI: 10.2118/196753-MS.

2. Рыкус М.В., Сулейманов Д.Д. Седиментологический контроль промысловых свойств терригенного коллектора тюменской свиты на западе

Широтного Приобья // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 80–85. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-80-85.

3. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 324 с.

4. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Тверь: ГЕРС, 2011. 140 с.

5. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. М.-Тверь: ВНИГНИ, 2003. 258 с.

6. Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., Хабибуллин Г.И., Мусабилов Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 62–65.

REFERENCES

1. Shabalin M., Khabibullin G., Suleymanov E., Rodionova I., Sergeichev A., Kulbaeva D., Volkova P., Serbaeva A. Tight Oil Development in RN-Yuganskneftegas. *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2019, SPE-196753-MS. DOI: 10.2118/196753-MS.

2. Rykus M.V., Suleimanov D.D. Sedimentologicheskii kontrol' promyslovyykh svoystv terrigennoy kolektora tyu-

menskoi svity na zapade Shirotnogo Priob'ya [Sedimentological Control of the Terrigenous Reservoir Rocks Properties of the Tyumen Suite in the West of Ob Region]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2019, No. 8, pp. 80–85. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-80-85. [in Russian].

3. Rykus M.V., Rykus N.G. *Sedimentologiya terrigen-nykh rezervuarov uglevodorodov* [Sedimentology of Terrigenous Hydrocarbon Reservoirs]. Ufa, Mir pechati Publ., 2014. 324 p. [in Russian].

4. Baraboshkin E.Yu. *Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennye rezervuary* [Practical Sedimentology. Terrigenous Reservoirs]. Tver, GERS Publ., 2011. 140 p. [in Russian].

5. Petersile V.I. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza ob'emnym metodom* [Methodical Recommendations for Calculating Geological Reserves of Oil and Gas by Volumetric Method]. Moscow-Tver, VNIGNI Publ., 2003. 258 p. [in Russian].

6. Galeev R.R., Zorin A.M., Kolonskikh A.V., Khabibullin G.I., Musabirov T.R., Sudeev I.V. Vybor optimal'noi sistemy razrabotki nizkopronitsaemykh plastov s primeneniem gorizonta-nykh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami gidrorazryva [Optimal Waterflood Pattern Selection with Use of Multiple Fractured Horizontal Wells for Development of the Low-Permeability Formations]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 62–65. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Кулбаева Диана Рустамовна, ведущий специалист отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-БашНИПИНефть», г. Уфа, Российская Федерация

Diana R. Kulbaeva, Leading Specialist of Production Drilling Planning Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: KulbaevaDR@bnipi.rosneft.ru

Сербаева Алина Рустамовна, специалист отдела петрофизического обеспечения, ООО «РН-БашНИПИНефть», г. Уфа, Российская Федерация

Alina R. Serbaeva, Specialist of petrophysical Support Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: SerbaevaAR@bnipi.rosneft.ru

Судейманов Эльдар Дамирович, заместитель начальника отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-БашНИПИНефть», г. Уфа, Российская Федерация

Eldar D. Suleymanov, Deputy Head of Production Drilling Planning Department RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: Suleymanov ED@bnipi.rosneft.ru