

УДК: 550.8:553.98 (476)

О. Н. Грибовская¹, И. А. Яшин², Е. Н. Платов³¹*ведущий геолог отдела поисков и разведки залежей углеводородов
БелНИПИнефть производственного объединения «Белоруснефть»*²*канд. геол.-минер. наук, нач. отдела литологии и стратиграфии
БелНИПИнефть производственного объединения «Белоруснефть»*³*зам. нач. отдела баз данных
БелНИПИнефть производственного объединения «Белоруснефть»**e-mail: O.Gribovskaya@beloil.by*

ВОЗМОЖНОСТИ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАЦИАЛЬНОЙ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СТАРООСКОЛЬСКОГО ГОРИЗОНТА РЕЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Распределение аналитических точек по графикам и генетическим диаграммам позволило охарактеризовать среду осадконакопления и определить фациальные обстановки, в которых формировались исследуемые отложения. Это является одним из критериев локализации новых нефтеперспективных участков в пределах как разрабатываемого месторождения, так и смежных территорий.

Введение

В 2015 г. в пределах восточного и северного блоков Речицкого месторождения в отложениях ланско-старооскольского возраста открыты две новые залежи нефти, что свидетельствует о недостаточной геологической изученности территории, связанной в первую очередь с отсутствием результатов детальных литолого-фациальных работ.

Материалы и методы исследований

С целью выяснения особенностей осадконакопления песчаников, их генезиса, условий развития зон пород-коллекторов в отложениях старооскольского горизонта Речицкого месторождения в период с 2016 по 2017 г. были проведены лабораторные исследования керн, в частности гранулометрический анализ, по шести скважинам (№ 299, 294, 208, 212, 203, 174), который дал представление о количественном содержании частиц различной величины слагающих разрез отложений, сортировке пород и других структурных признаков, которые зависят от условий формирования осадка и вместе с другими генетическими свойствами помогают в определении фаций и восстановлении палеогеографических обстановок, что является важным аспектом для выявления зон распространения пород-коллекторов, а соответственно прогноза и поиска месторождений углеводородов.

Для идентификации той или иной части разреза отложений в скважинах и прослеживания площадного распространения пород-коллекторов при проведении геолого-разведочных работ в РУП производственном объединении «Белоруснефть» применяется унифицированная модель-схема расчленения продуктивных частей осадочной толщи Припятского прогиба с элементами кодификации. Она базируется на выделении в продуктивной части разреза литопластов-компонентов, группирующих гидродинамически связанные пласты-коллекторы, обозначенные по ГИС, и присвоении им наименований-кодов. Граница компонента определяется кровлей первого и подошвой последнего пласта в установленном стратиграфическом срезе.

В отложениях старооскольского горизонта исследуемой территории обозначено восемь компонентов (4.7.0.1 – 4.7.0.8): три в кровельной части, три в средней и два в подошвенной частях [1].

Результаты исследований и их обсуждение

Пласты-коллекторы характеризуются неоднородностью распространения как по разрезу, так и по площади простираения.

При практически выдержанных толщинах горизонта на небольших расстояниях происходит изменение литологического состава, участками наблюдается заглинизированность алеврито-песчаных разностей, отмечаются катагенетические преобразования, что влияет на ухудшение коллекторских свойств пород и определяет неоднородность распространения компонентов по площади.

Наиболее простым и наглядным способом представления результатов гранулометрического анализа является график распределения массовых долей в процентах по фракциям [2; 7; 10].

Распределение фигуративных точек по образцам анализируемых скважин на графиках дифференциальных кривых формирует одномодальную картину конфигурации – преимущественно крутые (реже пологие) остроконечные формы с одним пиком, что свидетельствует о хорошей сортировке исследуемых пород (рисунок 1).

В образцах керна скважин № 208, 212, 294, 299 большинство значений асимметрии характеризуется положительным знаком, что указывает на преобладание частиц с большой размерностью.

В образцах керна скважин № 174 и 203 зафиксированы преимущественно отрицательные значения асимметрии, свидетельствующие о преобладании тонкозернистых разностей.

У всех анализируемых образцов отмечены положительные значения эксцесса, что, в свою очередь, отражает стабильность переработки и пересортировки обломочно-го материала.

В преобладающем большинстве образцов зафиксирован значительный по величине положительный эксцесс (от 1,5 до 2,92), который указывает, что скорость динамической обработки (сортировки) привносимого обломочного материала превышала интенсивность его привноса.

Для оценки соотношения размерности частиц и способа их переноса использовались генетические диаграммы. В их основе лежит положение о том, что гранулометрический состав осадков формируется под действием динамики среды осадконакопления, а каждой обстановке гранулоседиментогенеза присущи свойственные только ей особенности динамического режима. Следовательно, по конечному продукту седиментации – гранулометрическим анализам пород можно восстановить и динамику среды, и саму обстановку накопления осадков.

Для палеодинамических реконструкций применялись диаграммы R. Passega, Г. Ф. Рожкова, К. К. Гостинцева и Л. Б. Рухина [3–9].

В основе метода R. Passega лежит представление о том, что перенос осадка в движущемся потоке осуществляется, во-первых, путем качения по дну, во-вторых, путем влечения в неоднородной суспензии, где нижние части обладают большей плотностью по сравнению с верхними, в-третьих, путем перемещения в однородной суспензии. Соотношение между методами определяется динамикой потока [8; 9].

На фациальной диаграмме R. Passega фигуративные точки образцов в основном сконцентрировались в полях «донная суспензия» и «градационная суспензия» (рисунок 2А), а преобладающее большинство образцов из разреза отложений анализируемых скважин накапливалось в зонах пляжа и шельфа (рисунок 2Б).



Рисунок 1. – Графики: А – кумулятивных кривых (по оси X – в логарифмическом масштабе размер частиц; по оси Y – суммарное содержание частиц, %); Б – дифференциального распределения размеров зерен песчаников (по оси X – в логарифмическом масштабе размер частиц; по оси Y – содержание частиц, %) из разреза отложений старооскольского возраста Речицкого месторождения нефти

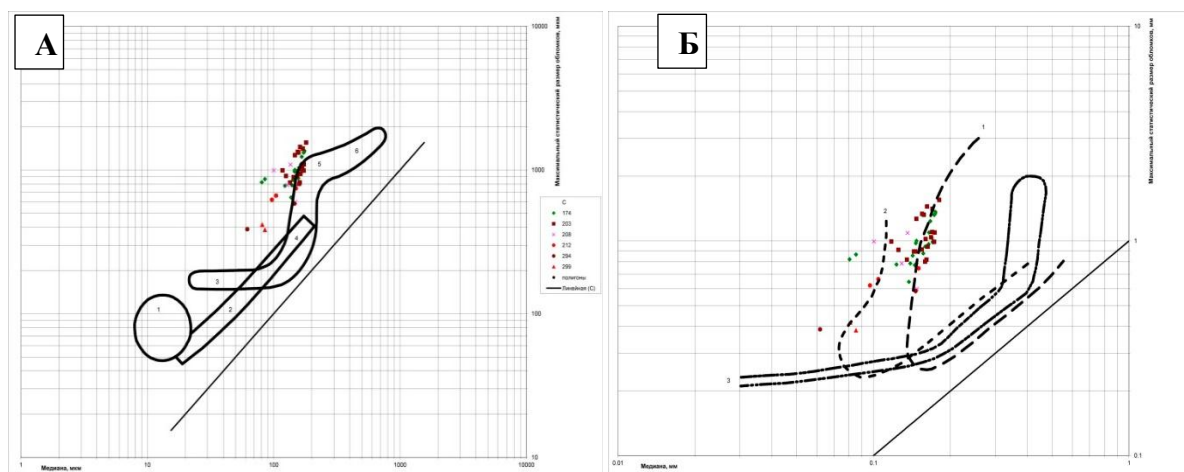


Рисунок 2. – Диаграммы R. Passega:

А – для определения способа переноса осадков в водной среде (1 – пелагическая суспензия, 2 – мутьевые потоки, 3 – однородная суспензия, 4 – градационная суспензия, 5 – донная суспензия, 6 – волочение);

Б – динамогенетическая (фации: 1 – пляжа, 2 – шельфа, 3 – рек и направленных течений)

Динамогенетическая диаграмма Г. Ф. Рожкова «асимметрия – эксцесс» строится по принципу различной по интенсивности механической дифференциации песчано-алевритовых частиц в различных фациальных условиях.

Параметры асимметрия и эксцесс характеризуют наиболее тонкие изменения эмпирических полигонов распределения, а следовательно, отражают и различные изменения в условиях седиментации. На диаграмме по оси абсцисс откладываются значения асимметрии, по оси ординат – значения эксцессов. Эталонная диаграмма имеет вид параболы с симметричными ветвями относительно оси ординат и разделяется на ряд генетических участков. Данные участки характеризуют различные режимы седиментации, указывают условия формирования осадков и скорости течения [3; 4]. Анализ распределения фигуративных точек по диаграмме Г. Ф. Рожкова показал, что осадки накопились в условиях выхода волн на мелководье, для которого характерен мощный накат-прибой, скорость динамической пересортировки здесь превышает скорость привноса обломочного материала, что может также быть интерпретировано как формирование осадка в прибрежной фации больших открытых акваторий (рисунок 3А).

Анализ распределения результатов исследования гидравлико-ситовым методом на генетической диаграмме К. К. Гостинцева свидетельствуют о накоплении осадка в условиях побережья вдоль береговой линии и пляжа вдоль размываемых берегов, местами переходящих в фации широких участков устьев рек, участков мелководья речных плесов (рисунок 3Б).

При построении генетической диаграммы Л. Б. Рухина по оси абсцисс откладываются значения коэффициента сортировки, а по оси ординат – средний размер зерен. В зависимости от того, в каком поле диаграммы преимущественно расположатся точки, делаются выводы об условиях отложения песков [6]. В случае с анализом результатов исследований отложений старооскольского горизонта Речицкого месторождения аналитические точки на диаграмме Л. Б. Рухина распределились в пределах I поля (рисунок 3В), что интерпретируется как накопление преимущественно песков, отложенных в зоне различных течений (пески пляжа и прибрежной зоны).

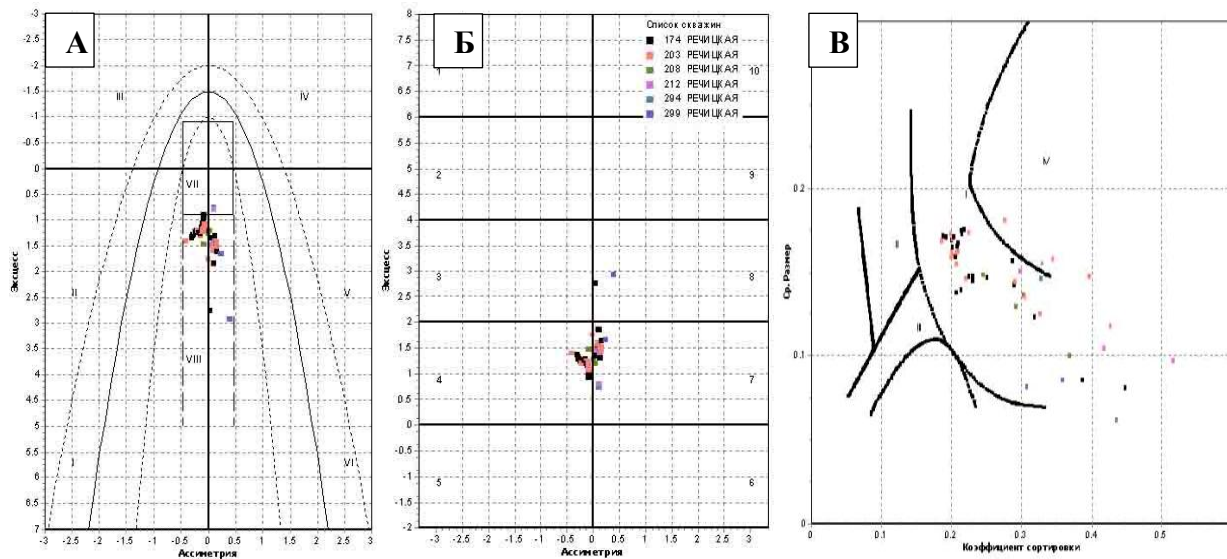


Рисунок 3. – Диаграммы:

- А** – динамогенетическая Г. Ф. Рожкова (I – застойные условия седиментации на дне акваторий различных глубин – морские фации; II – донные течения или мутьевые потоки – морские фации; гидромеханическое или физическое разрушение магматических пород, эрозия горных пород морского происхождения – континентальные фации областей сноса, коры выветривания; III – слабые, преимущественно речные течения – континентальные речные фации; IV – сильные речные или вдольбереговые течения – континентальные речные или прибрежно-морские фации; V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн – прибрежно-морские фации, континентальная микрофация пляжей больших равнинных рек; VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка, эоловая обработка песков морских пляжей – нижняя половина участка (микрофация береговых дюн); в целом – фация побережья акваторий вблизи береговой черты; VII – эоловая переработка речных осадков – верхняя половина прямоугольника – континентальная фация пустынь (континентальные дюны); нижняя правая четверть прямоугольника – волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья, – прибрежно-морская фация; VIII – выход волн на мелководье, мощный накат-прибой, скорость динамической пересортировки превышает скорость привноса обломочного материала – прибрежная фация огромных открытых акваторий); **Б** – динамогенетическая К. К. Гостинцева (1 – эоловые осадки; 2 – эоловые и пляжные осадки; 3 – эолово-морские осадки; 4 – побережье вдоль береговой линии, мутьевые потоки, русловые осадки, фации пляжей; 5 – мутьевые потоки, русловые осадки, фации пляжей; 6 – слабые течения, застойные зоны, озера и коры выветривания; 7 – широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы, морские фации; 8 – морские фации, осадки рек и пойм; 9 – морские осадки, активное волновое воздействие, 10 – морские осадки, активное волновое воздействие, приливные явления); **В** – генетическая диаграмма Л. Б. Рухина (поля песков: 1 – отложенных при поступательном движении воды (пески рек и течений), 2 – отложенных при колебательном движении воды (пески пляжей, морских, озерных и речных), 3 – накапливающихся на дне морей или других бассейнов при слабых колебательных движениях, 4 – эоловых, условно выделяемых).

Заключение

По результатам проведенных лабораторных исследований гидравлико-ситовым методом установлено, что отложения верхней части старооскольского горизонта (ос-

новой объект разработки в пределах Речицкого месторождения) формировались в прибрежно-морской обстановке. Накопление песчаного материала протекало в условиях высокой динамики среды седиментации, в которой происходило осаждение преимущественно мелкозернистых песчаников. Под воздействием сильных вдольбереговых течений и накатов волн зерна и обломки пород приобрели хорошую сортировку и окатанность. Локализация и геометризация литологических тел с подобными гранулометрическими характеристиками в пределах слабоизученных разновозрастных отложений Речицко-Вишанской тектонической ступени Припятского прогиба является обоснованным критерием постановки дальнейших нефтепоисковых работ на этой территории, поскольку формирование отложений рассматриваемого горизонта происходило в единых прибрежно-морских условиях, а распределение фаций контролировалось палеогипсометрическим положением дна бассейна седиментации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обстановки осадконакопления отложений старооскольского горизонта Речицкого месторождения нефти Припятского прогиба / С. Е. Бобров [и др.] // Весн. Брэсц. ун-та. Сер. 5, Хімія. Біялогія. Навукі аб зямлі. – 2019. – № 1. – С. 61–69.
2. Крашеников, Г. Ф. Учение о фациях с основами литологии. Руководство к лабораторным занятиям / Г. Ф. Крашеников, А. Н. Волкова, Н. В. Иванова. – М. : Изд-во МГУ, 1988. – 214 с.
3. Методические указания по дробному гранулометрическому анализу седиментационным способом / под общ. ред. К. К. Гостинцева. – Л. : ВНИГРИ, 1989. – 191 с.
4. Рожков, Г. Ф. Дифференциация обломочного материала и гранулометрическая диаграмма а-і по косвенному счету частиц / Г. Ф. Рожков // Механическая дифференциация твердого вещества на континенте и шельфе. – М. : Наука, 1978. – С. 97–121.
5. Рожков, Г. Ф. Результаты систематизации дробных ситовых анализов / Г. Ф. Рожков, Б. С. Соловьев // Литология и полез. ископаемые. – 1974. – № 5. – С. 110–117.
6. Рухин, Л. Б. Гранулометрический метод изучения песков / Л. Б. Рухин. – Л. : ЛГУ, 1947. – 211 с.
7. Справочник по литологии / под общ. ред. Н. Б. Вассоевича [и др.]. – М. : Недра, 1983. – С. 394–396.
8. Passega, R. Grain size representation by CM patterns as a geological tool / R. Passega // Journal Sed. petrol. – 1964. – Vol. 34, № 4. – P. 830–837.
9. Passega, R. Grain-size image of clastic deposits / R. Passega, R. Byramjee // Sedimentology. – 1969. – Vol. 13. – P. 233–252.
10. Trask, P. D. Origin and environment of source sediment of petroleum / P. D. Trask. – Houston, 1932. – 281 p.

Рукапіс паступіў у рэдакцыю 10.02.2019

Gribovskaya O., Yashin I., Platov E. Possibility of Particle Size Analysis to Determine the Facial Environment of Sedimentation Sediments of the Staryoskol Horizon of the Rechytskoe Oil Field of the Pripyat Trough

The distribution of analytical points according to the graphs and genetic diagrams allowed us to characterize the sedimentation environmental and determine the facial conditions in which the studied deposits were formed, which is one of the criteria for localizing new oil prospective areas, both within the developed deposits and the adjacent territories.