

Верхняя часть надугольной пачки (пласт Ю₁¹) на изучаемом месторождении имеет более однородное строение. Ее толщина изменяется от 8 до 17 м, достигая максимальных значений в центре и на севере территории.

В основании пласта Ю₁¹ эпизодически присутствуют отложения умерено- и средне-глубокого шельфа, представленные маломощными алевритоглинистыми пачками, слоистость в которых снизу вверх сменяется от волнистой, волнисто-линзовидной за счет намыва глинистого материала, до редкой слабонаклонной со знаками ряби, нарушенной тектоническими трещинами. Отмечены конкреции пирита, биотурбация, многочисленные смятия, ризоиды. Наблюдаются многочисленные следы жизнедеятельности и углефицированный растительный детрит.

Большая часть пласта Ю₁¹ сложена отложениями песчаных отмелей в пределах шельфа. На подстилающих породах они залегают резко, часто с видимыми следами размывов и представлены алевро-песчаниками и мелкозернистыми песчаниками, гранулометрический состав которых увеличивается вверх до песчаников средне- и крупнозернистых.

В центральной части месторождения выделены участки, где песчаные отмели усложнены приливно-отливными каналами. Они представлены частым волнистым, редко наклонным разнонаправленным переслаиванием аргиллита и алевролита мелко-крупнозернистого, в которых отмечаются следы биотурбации. Иногда наблюдаются прослои, формировавшиеся в пределах мелководного шельфа, в обстановках ракушняковых банок, представленные терригенно-карбонатными породами с многочисленными крупными раковинами реафилльных двустворок и раковинным детритом (скв. 119).

Учитывая столь полифациальное строение продуктивного пласта Ю₁¹, можно объяснить сильно неоднородное распределение коллекторских свойств. В пределах месторождения открытая пористость изменяется от 0 до 18 %, проницаемость – от 0 до 450 мД [2].

Исследования проницаемости пласта по результатам обработки ГДИС, показывают, что наиболее высокие значения проницаемости совпадают с участками распространения баровых отложений.

Наличие тектонических нарушений, выклинивание, пространственная невыдержанность коллекторов, их низкие коллекторские свойства и значительная изменчивость толщин по площади и разрезу – все это снижает эффективность разработки залежей углеводородов, оставляя нерешенными вопросы дальнейшего вовлечения в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Поэтому на современном этапе разработки Верх-Тарского месторождения для повышения добычи применяют ГРП почти на всех скважинах. Благодаря таким мероприятиям происходит увеличение ФЕС, но при этом значительно растет и обводненность. В связи с этим общая добыча составила около 14 млн. т при первоначальных извлекаемых запасах – 24,5 млн. т нефти.

Литература

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
2. Ростовцев А.В. Особенности фильтрационной неоднородности пласта Ю₁¹ залежи нефти Верх-Тарского нефтяного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XIX Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 2015 – Т. 1. – С. 286 – 288.
3. Хабаров Е.М., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю., Плисов С.Ф. Палеогеографические критерии распределения коллекторов в средне-верхнеюрских отложениях юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа, 2009. – №1. – С. 26 – 33.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ПОЗДНЕОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАЛИНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.И. Санина

Научный руководитель доцент А.В. Ежова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Калиновое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области. В тектоническом отношении район работ приурочен к зоне сочленения двух крупных структур первого порядка: Нюрольской впадины и Пудинского мегавала.

Нефтегазоносность Калинового месторождения связана с песчаными отложениями циклитов Ю₁¹ + Ю₁² надугольной толщи верхневасюганской подсвиты оксфордского возраста [4].

В статье анализируются результаты геофизических исследований скважин и результаты гранулометрического анализа. Интерпретация электрометрических моделей и определение фаций производится, согласно методике В.С. Муромцева [3].

Циклит Ю₁² представлен, главным образом, песчаной толщей и хорошо отделяется от вышележащих отложений глинистым пропластком. Часто надугольная толща ложится на межугольную с размывом, в этом случае в подошве пласта залегают конгломератовидная порода, содержащая окатанные обломки алевролитов в глине или углистых остатков в песчанике. На диаграммах высокочувствительного радиоактивного каротажа

Мощность циклита Ю₁² варьирует от 5 м (скв. 13) до 27,4 м (скв. 30), в среднем она составляет 10-12 м. На карте изопакит (рис. 1) видно, что мощность циклита увеличена в северо-восточной части месторождения и имеет минимальные значения в центральной.

[illegible]

Рис. 2. Схема корреляции по линии скважин 30–20–1–7–5

При сравнении карт изопакит и медианных диаметров (рис. 3) видно, что в зонах пониженных мощностей отмечаются минимальные диаметры зерен, что указывает на отложения алевролитов. А в зонах максимальных толщин циклита Ю₁² залегают породы с наибольшим диаметром зерен, представленные среднезернистыми песчаниками.

Установленная зависимость хорошо просматривается и на картах изменения коэффициента песчаности циклита Ю₁² (рис. 4). В северо-восточной части значения коэффициента песчаности повышаются, а в центральной они приближены к нулю.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что на исследуемой территории развиты отложения двух видов фаций: фации вдольбереговых трансгрессивных баров (скв. 30, 2, 19, 16, 3, 20, 5, 18),

сложенных мощными песчаными пластами, и фации межбаровых лагун (скв. 10, 12, 13, 6, 1, 8), представленные преимущественно алевролитами и имеющие малую мощность.

Циклит Ю_1^1 на всей площади месторождения имеет практически неизменный песчаный состав и хорошо выдержан по мощности (см. рис. 2), которая колеблется от 4 (скв. 17) до 9 м (скв. 4), в среднем составляя 7 м.

Кровля пласта размыта, на это указывает присутствие конгломератовидных пород в перекрывающей циклит барабинской пачке.

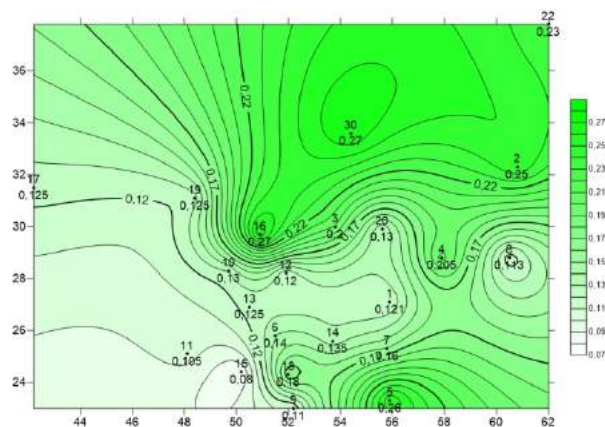


Рис. 3. Карта медианных диаметров зерен циклита Ю_1^2

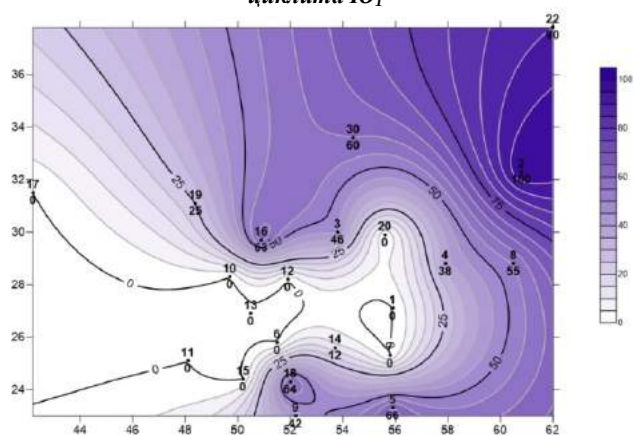


Рис. 4. Карта коэффициента песчаности циклита Ю_1^2

На карте изопакит циклита Ю_1^1 (рис. 5) видно, что максимальная мощность отмечается в юго-восточной части месторождения, минимальная – в северо-западной.

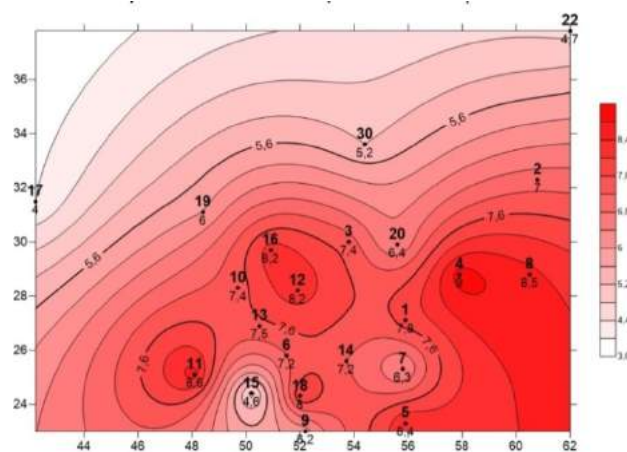


Рис. 5. Карта изопакит циклита Ю_1^1

Построенная карта медианных диаметров зерен показывает, что зерна с максимальными медианными диаметрами находятся в юго-восточной части месторождения (рис. 6), а минимальные в северной части. На карте изменения коэффициента песчаности (рис. 7), аналогично карте медианных диаметров зерен, наибольшее значение отмечается в юго-восточной части, а наименьшее в северо-западной.

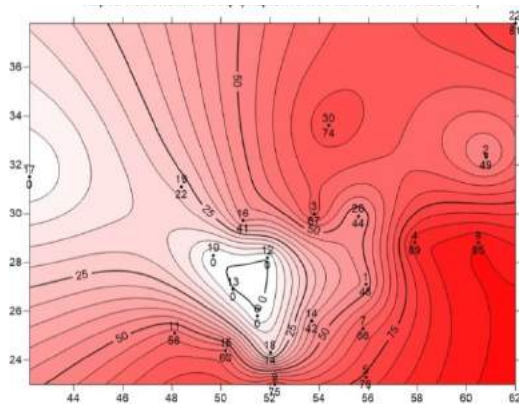


Рис. 6. Карта медианных диаметров зерен циклита Ю₁¹

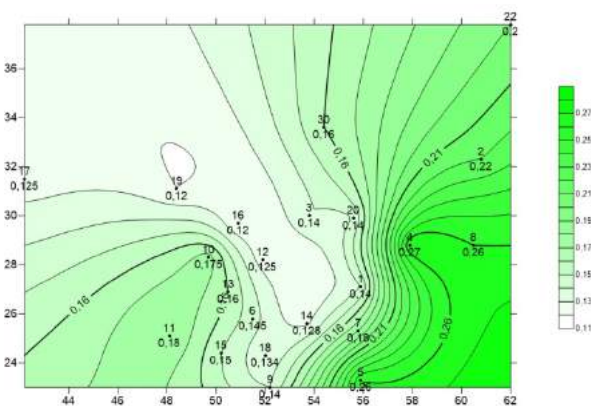


Рис. 7. Карта изменения песчаности циклита Ю₁¹

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что в юго-восточной части (скв. 8, 5, 14, 4, 8, 1, 7) развиты отложения фации вдольбереговых трансгрессивных баров [2], сложенные преимущественно крупно-среднезернистыми песчаниками. Северо-восточная часть представлена фацией морского мелководья (скв. 19, 10, 16, 12, 13).

Циклит Ю₁² формировался в условиях медленной и обширной трансгрессии морского бассейна. Отложения накапливались в прибрежной части мелководного бассейна, где главным фактором формирования баров и межбаровых лагун является собственная работа моря.

В период формирования циклита Ю₁¹ продолжалась трансгрессия морского бассейна. Происходило выравнивание рельефа, и распространение песчаников в плане носит унаследованный характер.

Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Ежова А.В. Историко-геологический анализ особенностей формирования продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовому образованию в Сибири — 50 лет: материалы Международной конференции, посвященной 50-летию кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений (горючих ископаемых), Томск, 3-7 сентября 2002 г. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – С. 8 – 14.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
4. Ежова А.В., Недолилко Н.М. Стратиграфия и корреляция отложений средней-верхней юры восточной части Нюрольской впадины Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты (материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты): Сб. науч. тр./ Под ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 107 – 117.

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАРСКОГО МОРЯ НА ОСНОВАНИИ СЕЙСМОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

О.В. Сарычева

Научный руководитель профессор С.К. Мустафин
Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

Наиболее перспективным объектом на сегодняшний день представляется разработка новых месторождений шельфа Карского моря. Нефтегазоносность региона была изучена геологической съемкой, бурением, сейсморазведкой, гравиразведкой, магниторазведкой.

Недра южной и северо-восточной частей Карского моря характеризуются различным строением и представлены северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна на юго-западе и Северо-Карским осадочным бассейном на северо-востоке. В недрах Карского моря основная доля ресурсов углеводородов (УВ) представлена газом.

Акватория Карского моря в тектоническом отношении охватывает Южно-Карскую и Северо-Карскую синеклизы, разделенные Северо-Сибирским порогом [3].

На основе геолого-геофизической изученности континентального шельфа России, анализа ресурсной базы УВ и состояния лицензионной деятельности основными регионами для продолжения регионального этапа