

Рисунок 3 – Фрагмент глубинного динамического разреза
Проф. 208090, МП.

Библиографическая ссылка

1. Отчёт по теме «Научное обоснование ввода и составление проектов поисково-разведочного бурения на новых площадях объединения «Белоруснефть». Макановичская площадь. 1978.
2. Паспорт Макановичской структуры, подготовленной трестом «Белоруснефтьгеофизика» под глубокое поисковое бурение на нефть и газ. 1977.
3. Отчёт по теме «Обработка и интерпретация сейсморазведочных данных с целью выявления, подготовки к бурению структур и детализации строения месторождений на территории деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2008 г.». 2009.

УДК 550.84.02(476)

ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНОГО РАЗРЕЗА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА (НА ПРИМЕРЕ ОСТАШКОВИЧСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Е. Г. Паремский, А. С. Грудинин, А. В. Кондратенко
Нефтегазодобывающее управление «Речицанефть»,
ул. Ленина 43, 247483 Речица, Республика Беларусь; e.paremsky@beloil.by

Рассмотрены различные методы определения границы распространения пластов-коллекторов и построения карт эффективной мощности в условиях неоднородного разреза

Ключевые слова: залежи углеводородов; моделирование строения месторождений; Припятский прогиб.

В процессе моделирования строения месторождений углеводородов нередко возникают сложности с геометризацией залежей, замещающихся (выклинивающих) продуктивных пластов [3]. Доля таких залежей в Припятском прогибе достаточно велика, поэтому требуется усовершенствование применяемых при подсчёте запасов методик.

Учёт закономерностей и условий формирования процессов, в результате которых по площади и разрезу структур, содержащих углеводороды, происходило литологическое замещение пластов-коллекторов, выбор модели и способов геометризации коллекторов в неоднородном разрезе существенно влияет на определение объёма нефтесодержащих пород, являющегося одним из основных подсчётных параметров, а также на оценку коэффициента нефтеотдачи [6].

В настоящей работе проведен анализ существующих методов и показаны их слабые и сильные стороны.

При геометризации границ залежей важно установить *природу* литологического ограничения пород-коллекторов. Выделяется два типа границ:

Типичные *модели* литологического ограничения пород-коллекторов для нефтяных месторождений Припятской нефтегазоносной области приведены на рис. 1.

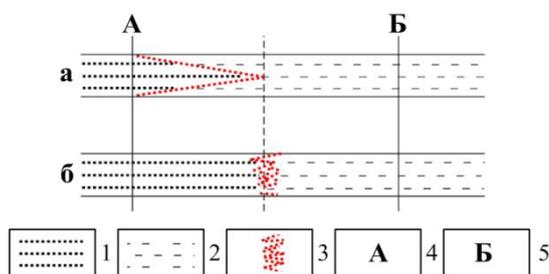


Рисунок 1 – Модели литологического ограничения коллекторов в геологическом разрезе
 1 – порода-коллектор; 2 – порода-неколлектор; 3 – зона замещения пород-коллекторов породами-неколлекторами; 4 – скважина, вскрывшая породу-коллектор; 5 – скважина, пробуренная в зоне отсутствия пород-коллекторов.

В настоящее время существуют различные методы определения границы распространения пластов-коллекторов и построения карт эффективной мощности в условиях неоднородного разреза, среди которых наиболее часто используемые при подсчёте запасов – методы нелинейной и линейной интерполяции. I) Метод *нелинейной интерполяции* предусматривает, что мощность коллектора сводится к «нулю» по мере приближения к литологической границе, принимаемой на середине расстояния между скважинами, в которых выделены пласты-коллекторы, и, в которых они отсутствуют (рис. 2) [5]. II) Метод *линейной интерполяции*, описанный в работах [1, 8], предусматривает, что в случае замещения коллектора породами неколлекторами при условии сохранения общей мощности изучаемого стратиграфического разреза мощность пласта-коллектора, выявленная в скважине, остаётся неизменной до середины расстояния между скважинами. Изопахиты будут проходить не параллельно к линии замещения, уменьшаясь до нуля, а будут «упираться» в линию, ограничивающую зону замещения коллекторов (рис. 2) [1, 6]. III) Метод *линейной интерполяции*, предложенный А. В. Копытовым, изображает изопахитами изменение мощности продуктивного пласта в целом с учётом мощности замещенных пород-коллекторов неколлекторами (мощность аналогов определяется при корреляции рассматриваемых разрезов по методам радиоактивного каротажа). Граница литологического замещения пород-коллекторов проводится на середине расстояния между скважинами (рис. 2) [4]. IV) З. Г. Борисенко предложен *метод линейной интерполяции*, когда линия литологического замещения пород-коллекторов определяется по предельным значениям коллекторских свойств [2]. Граница пласта-коллектора может быть

установлена с учётом граничных значений параметров, разделяющих породы на коллекторы и неколлекторы (рис. 2).

Для залежей Припятского прогиба такими параметрами являются значения пористости ($K_{по}$) и объёмной глинистости ($K_{гл}$), определённые геофизическими методами, в сопоставлении с результатами испытания скважин.

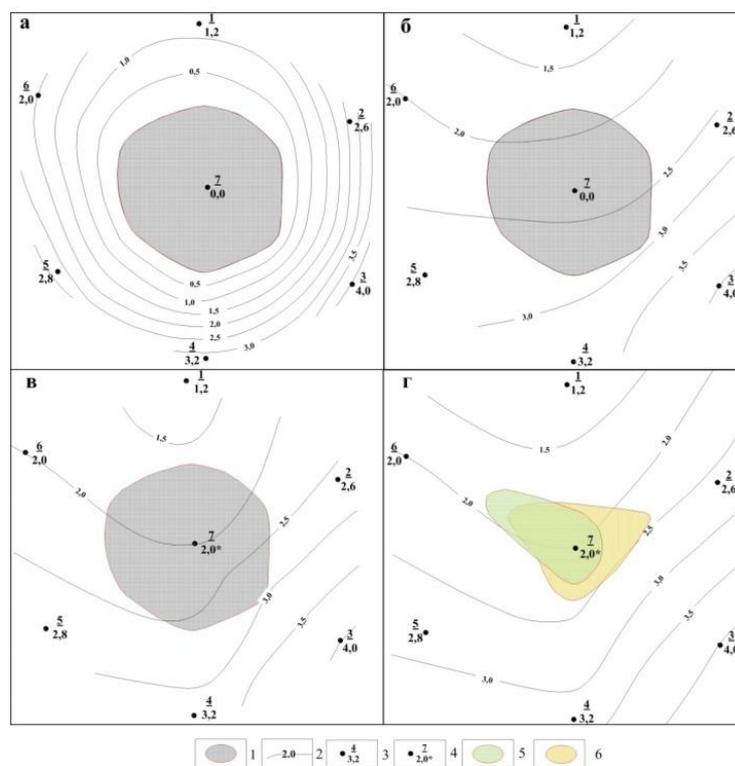


Рисунок 2 – Пример построения карт эффективной мощности

Метод: а – I; б – II; в – III; г – IV. 1 – зона отсутствия пластов-коллекторов; 2 – изопахиты, м; 3 – номер скважины (числитель), мощность пласта-коллектора (знаменатель); 4 – номер скважины (числитель), мощность аналога пласта-коллектора (знаменатель); 5 – зона отсутствия пластов-коллекторов по предельным значениям пористости; 6 – зона отсутствия пластов-коллекторов по предельным значениям глинистости.

Цель настоящей статьи – на примере Осташковичского нефтяного месторождения Припятского прогиба (далее – ОНМ), приуроченного к карбонатным отложениям, показать различные варианты геометризации границы распространения пластов-коллекторов и особенности построения карт эффективной мощности в условиях неоднородного разреза. ОНМ приурочено к Речицко-Вишанской региональной зоне локальных поднятий на гребне одноименной ступени в Северном ареале Припятского грабена. Промышленная нефтеносность месторождения связана с девонскими отложениями подсолевого терригенного и карбонатного, межсолевого (карбонатного) комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна.

Объектом исследования является залежь нефти стреличевских слоёв воронежского горизонта. Продуктивная часть стреличевской пачки состоит из двух участков: западного и восточного. Залежь пластовая, тектонически экранированная с северо-запада, юго-запада, юга и юго-востока. С северной стороны в направлении с северо-запада на юго-восток почти на всём протяжении западный и восточный участки ограничиваются литологической зоной отсутствия пород-коллекторов, проходящей на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор, и скважинами, в которых он отсутствует. Коллекторами нефти являются преимущественно доломиты кавернозные, трещиноватые, пористые, реже известняки.

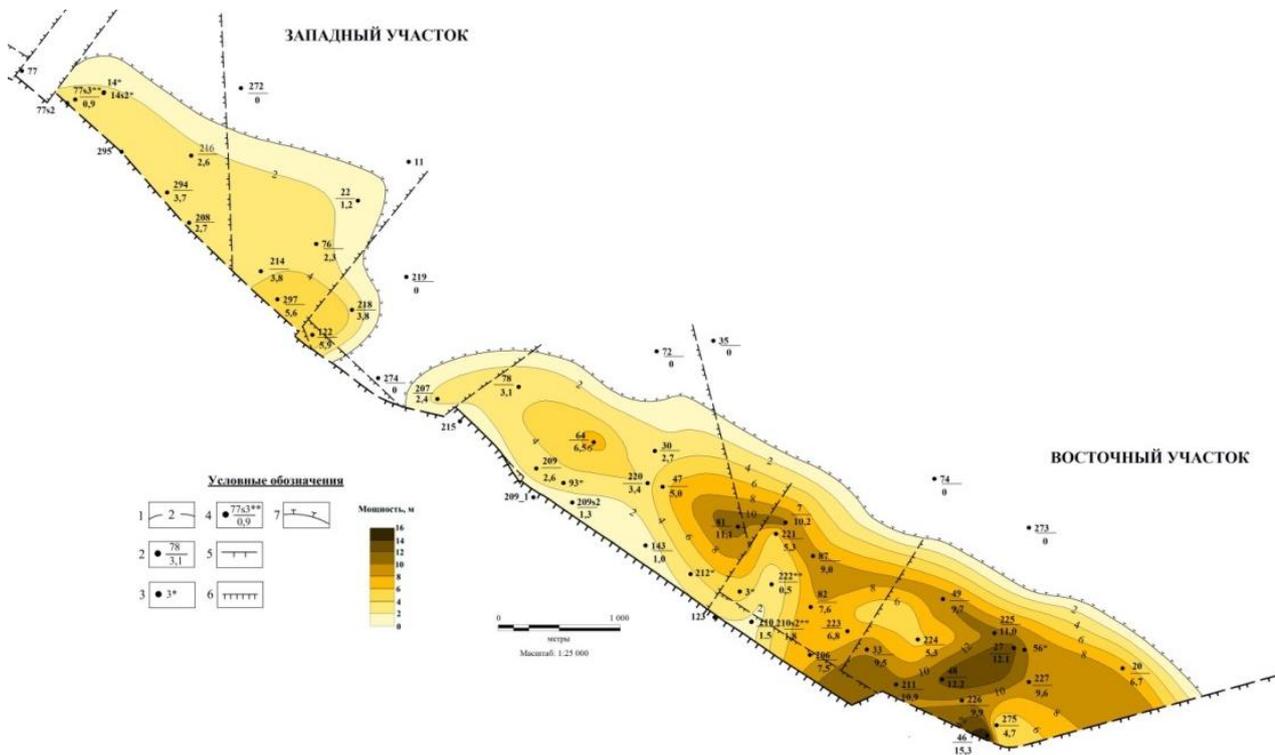


Рисунок 3 – Стреличевские слои воронежского горизонта ОНМ. Карта ЭНМ (метод I)
 1 – изопахиты; 2 – номер скважины (числитель), эффективная нефтенасыщенная мощность (знаменатель); 3 – каротаж некачественный, коллектор определен на качественном уровне; 4 – приразломные скважины; 5 – местоположение нарушения установлено недостаточно уверенно; 6 – местоположение нарушения установлено достаточно уверенно; 7 – литологическая граница распространения пород-коллекторов.

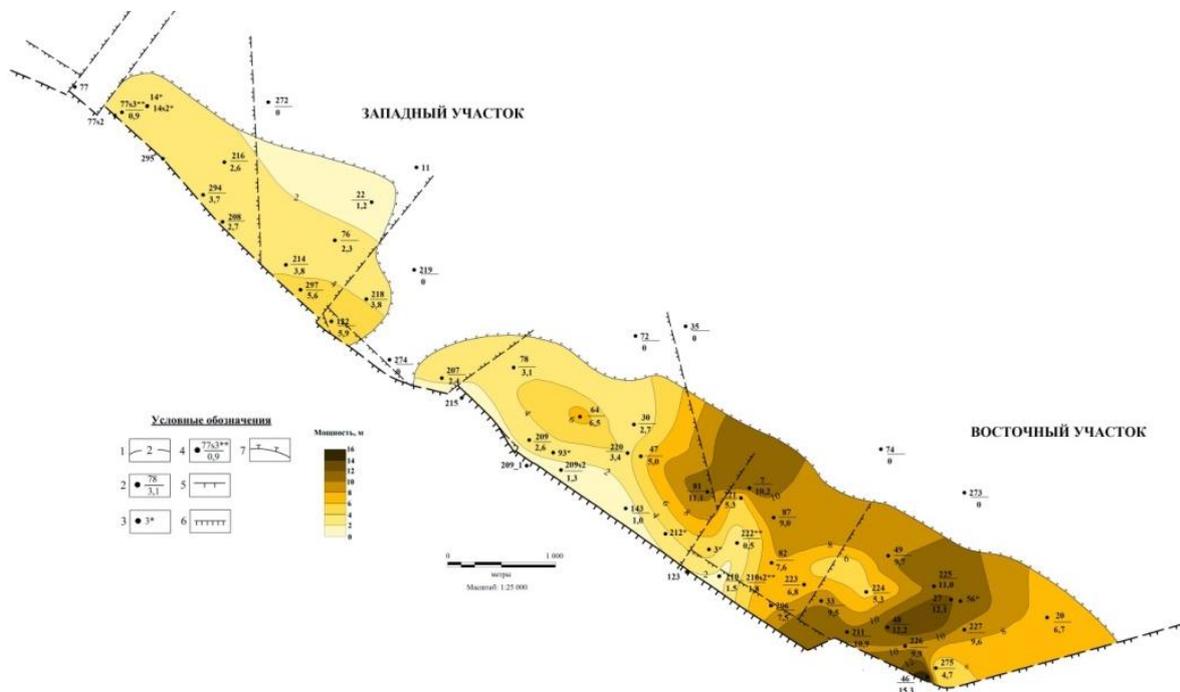


Рисунок 4 – Стреличевские слои воронежского горизонта ОНМ. Карта ЭНМ (метод II)
 Условные обозначения см. на рис. 3.

На рис. 3 показана карта эффективной нефтенасыщенной мощности (ЭНМ) стреличевских слоёв воронежского горизонта ОНМ, построенная по методу I. В результате подсчёта, запасы составили: для западного участка геологические – 174 у. е., извлекаемые – 64 у. е.; для восточного участка геологические – 860 у. е., извлекаемые – 264 у. е. (табл.). На рис. 4 показана карта ЭНМ, построенная по методу II. В результате подсчёта, запасы нефти составили: для западного участка геологические – 195 у. е., извлекаемые – 72 у. е.; для восточного участка геологические – 1 063 у. е., извлекаемые – 326 у. е. (табл.).

На рис. 5 продемонстрирована карта ЭНМ, построенная по методу III. В результате подсчёта, запасы нефти составили: для западного участка геологические – 195 у. е., извлекаемые – 72 у. е.; для восточного участка геологические – 985 у. е., извлекаемые – 302 у. е. (табл.).

Метод IV для ОНМ, реализован в данной работе следующим способом: 1) построение карт пористости и глинистости; 2) построение карты предельной пористости с учётом дискриминантной функции; 3) построение карты разности между картой пористости и картой предельной пористости и определение литологической границы распространения пород-коллекторов; 4) построение карты эффективной нефтенасыщенной мощности с учётом литологических границ распространения пород-коллекторов определённых по предельным значениям коллекторских свойств. На рис. 6 показана карта ЭНМ, построенная по методу IV. В результате подсчёта, запасы нефти составили: для западного участка геологические – 208 у. е., извлекаемые – 77 у. е.; для восточного участка геологические – 1 133 у. е., извлекаемые – 348 у. е. (табл.).

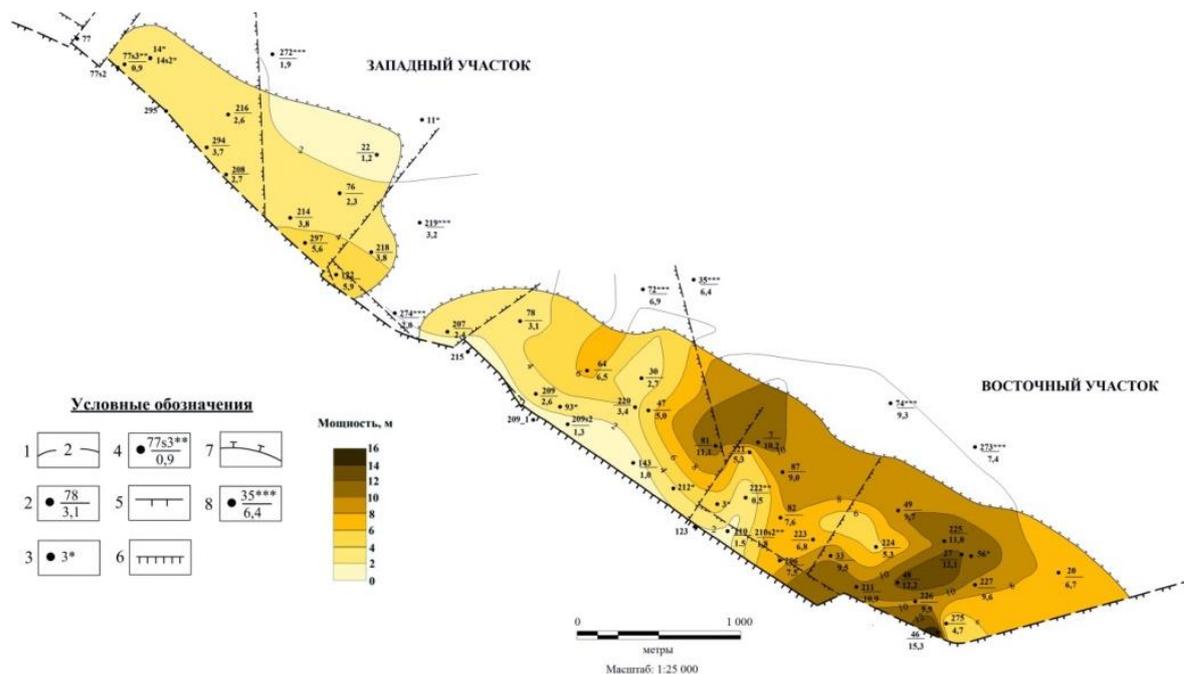


Рисунок 5 – Стреличевские слои воронежского горизонта ОНМ. Карта ЭНМ (метод III) Условные обозначения см. на рис. 3. 8 – скважины, в которых выделены пласты-аналоги коллекторов.

Сопоставляя полученные результаты подсчёта запасов с использованием различных методов геометризации залежей углеводородов, сделаны следующие выводы. 1. Ряд авторов [1, 6], а также авторы настоящей статьи, проведя опробование метода I (метод нелинейной интерполяции) на модельных примерах, пришли к выводу, что использование данного метода приводит к систематическому занижению нефтенасыщенного объёма пород. Вышеописанный метод применим только для залежей характеризующихся выклиниванием пород-коллекторов. 2. По мнению авторов, методы II (метод линейной интерполяции) и III рекомендуется использовать при выполнении оперативной оценки запасов углеводородов и подсчёте запасов залежей нефти с невысокой степенью разбуренности, т. к. данный метод позволяет решить поставленные задачи за короткий срок с достаточно высокой точностью. 3. Метод IV позволяет наиболее точно установить границу распространения пластов-коллекторов, а также, как и метод III, прогнозировать распространение и изменение мощности продуктивного пласта между скважинами, вскрывшими пласты-коллекторы, и скважинами, в которых пласты-коллекторы замещены более плотными и глинистыми породами, что в конечном результате отражается на точности подсчёта запасов углеводородов.

Использование данных методов при наличии большого массива геолого-промысловой информации (литолого-фациальный и сейсмофациальный анализ, высокая степень разбуривания месторождения и др.) позволит в большей степени сохранить и учесть геологические условия формирования и седиментации, закономерности площадного распространения и изменения фильтрационно-ёмкостных свойств нефтесодержащих отложений в условиях неоднородного разреза.

Методы II, III, IV применимы для залежей характеризующихся замещением пород-коллекторов плотными и глинистыми породами.

Библиографические ссылки

1. *Бадьянов В. А.* Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. 2-е изд., доп. Тюмень, 2011. С. 121–132.
2. *Борисенко З. Г.* Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М.: Недра, 1980. С. 101–103.
3. *Дручин В. С.* Выбор оптимальной методики геометризации прерывистых пластов // Нефть и газ. 2010. № 5. С. 35–38.
4. *Копытов А. В.* Об ошибках при подсчёте запасов нефти объёмным методом // Оценка точности определения параметров залежей нефти и газа. М.: Недра, 1965. С. 57–62.
5. *Петерсилье В. И., Порожун В. И., Яценко Г. Г.* Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. С. 10-17–10-19.
6. *Хафизов Ф. З.* О геометризации границ распространения коллекторов // Геология нефти и газа. 1984. № 5. С. 30–34.

УДК 550.8(476)

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Н. И. Кондратенко

Научно-производственный центр по геологии, филиал «МНРЭГБ»,
ул. Иринская 1, 246050 Гомель, Республика Беларусь; nvkondratenko@mail.ru

Рассмотрены различные аспекты привлечения гидрогеологических и геохимических данных для повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.