Анализ природно-геологических условий залегания месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории федеративной республики Нигерии

Нвизуг-Би Лейи Клюверт,
аспирант, институт нефти, газа и энергетики,
кафедра нефтегазового дела, имени профессора Г.Т.Вартумяна,
ФГБОУ ВПО, «Кубанский государственный технологический университет»
Краснодар, Россия.
Научный руководитель: **Савенок Ольга Вадимовна**,
доктор технических наук, доцент,
кафедра нефтегазового дела, имени профессора Г.Т.Вартумяна,
ФГБОУ ВПО, «Кубанский государственный технологический университет»
Краснодар, Россия.

Аннотация

Эффективная выработка трудноизвлекаемых запасов нефти предполагает наличие надежной физико-геологической базы знаний, позволяющей оценивать добываемые возможности продуктивных пластов, обоснованно подбирать и целенаправленно совершенствовать системы разработки, технологии интенсификации добычи нефти и методы увеличения нефтеотдачи, наиболее соответствующие определенным типам объектов. Геофизические и петрофизические данные, доступные общественности данные указывают на наличие нетрадиционных углеводородных ресурсов на территории страны и дельте реки Нигер бассейнов. Дополнительные данные постоянно получаются по средствам петрофизических и геофизических работ. Предварительные оценки показывают, что это может быть огромным.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, продуктивный пласт,физико-геологическая база, технология, нефтеотдачи, петрофизические данные.

ANALYSIS OF NATURAL-GEOLOGICAL CONDITIONS OF OCCURRENCE OF FIELDS WITH HARD-RESERVES

IN THE FEDERAL REPUBLIC OF NIGERIA

Nwizug-bee Leyii Kluivert, Postgraduate student, Institute of Oil, Gas and Energy, Department of Oil and Gas Engineering, named after Professor G.T.Vartumyana, Federal State Educational Establishment of Higher Professional Education «Kuban State University of Technology», Krasnodar.

Savenok Olga Vadimovna, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Institute of Oil, Gas and Energy, Department of Oil and Gas Engineering, named after Professor G.T.Vartumyana, Federal State Educational Establishment of Higher Professional Education «Kuban State University of Technology», Krasnodar.

kluivert_dgreat@mail.ru
olgasavenok@mail.ru

Abstract

Efficient production of heavy oil requires a robust of physical and geological knowledge base, allowing to evaluate the possibility of productive strata, mined reasonably select and purposefully to improve system design, technology and oil production intensification and enhanced oil recovery methods are best suited to certain types of objects. Geophysical and petrophysical data, publicly available indicate the presence of unconventional hydrocarbon resources in the country and and in the Niger Delta basin. Additional information is constantly obtained by means of petrophysical and geophysical work. Preliminary estimates show that it can be overwhelming.

Keywords: heavy oil, the production formation, physical and geological base, technology, oil, petrophysical data.

Анализ геологоразведочных работ и разработки залежей углеводородов (УВ) свидетельствует о том, что в процессе изучения месторождений, величины запасов нефти и газа претерпевают существенные изменения. Установлено, что колебания их во многом связаны с уточнением геометрии залежи или её объёма. В связи с этим возможные ошибки в наших представлениях могут привести при проектировании работ к малообоснованным капиталовложениям, обусловленным нерациональным размещением скважин и недостаточным контролем за процессами разработки.

Битуминозная нефть в бассейне Бенин (Догомия) широко описаны в открытой литературе. Недавние оценки показывают что ресурс на месте может на самом деле недооценили, то есть, сообщили, что объёмы ресурсов может быть консервативным. Так что, есть огромный вверх потенциалов битума и тяжёлых нефтяных ресурсов. Нигерийская национальная нефтяная корпорация (NNPC) и ее партнеры совместного предприятия (СП) провели разведку в бассейнах нигерийской границы бассейна Борну (Майдугури), который является частью более широкого бассейна Чада; Гонгола Суббассейн; Йола суббассейн и Анамбра бассейн. Кроме того, в течение 2-3 последних десятилетий, с использованием поверхностных обнажений и хорошего керна из этих бассейнов и других пограничных бассейнов (как Бида и Сокото), профессор и лекторы нигерийских университетов провели обширные геохимические исследований. Некоторые исследовательские данные и большинство данных геохимических исследований доступны в общественном достоянии. С учётом современных технологий и толковании методов и инструментов; систематическое сборка и повторная интерпретация этих данных указывают на наличие:

- сланцевый газ, сланцевой нефти (т.е. метана угольных пластов) угольных пластов в бассейне Анамбра, сланцевой нефти в бассейне Йола;
- сланцевый газ в бассейне Гонгола;
- сланцевый газ в бассейне Борно (Майдугури).

Другие доступные общественности данные также указывают на наличие:

- сланцевой нефти бассейне Бенин (Дагомея);
- сланцевой нефти и сланцевого газа в пределах установленных или доказанной углеводородной провинции дельты Нигера, особенно в толщи залегания интервалов ниже и выше известных «залежей обычных углеводородов» в западном краю дельты Нигера, вокруг «Бенин фланга» бассейна.

Анализ геологоразведочных работ и разработки залежей углеводородов (УВ) свидетельствует о том, что в процессе изучения месторождений величины запасов нефти и газа претерпевают существенные изменения. Установлено, что колебания их во многом связаны с уточнением геометрии залежи или её объёма. В связи с этим возможные ошибки в наших представлениях могут привести при проектировании работ к малообоснованным капиталовложениям, обусловленным нерациональным размещением скважин и недостаточным контролем за процессами разработки. Для иллюстрации вышеуказанных положений рассмотрим группу нефтегазоносных пластов, расположенных вблизи речной дельты. Разведывательные операции по поимку данных месторождений проводились в 2009 году. В них разведано 37 залежей в 20 продуктивных пластах.

В связи с этим возможные ошибки в наших представлениях могут привести при проектировании работ к малообоснованным капиталовложениям, обусловленным нерациональным размещением скважин и недостаточным контролем за процессами разработки. Для иллюстрации вышеуказанных положений рассмотрим группу нефтегазоносных пластов, расположенных вблизи речной дельты. Разведывательные операции по данным месторождений проводились в 2009 году. В них разведано 37 залежей в 20 продуктивных пластах. Этаж нефтегазоносности составляет около 2,5 км. Однако наиболее крупными по запасам (55 % от общих по месторождению) являются залежи, приуроченные к меловым отложениям ачимовской толщи.

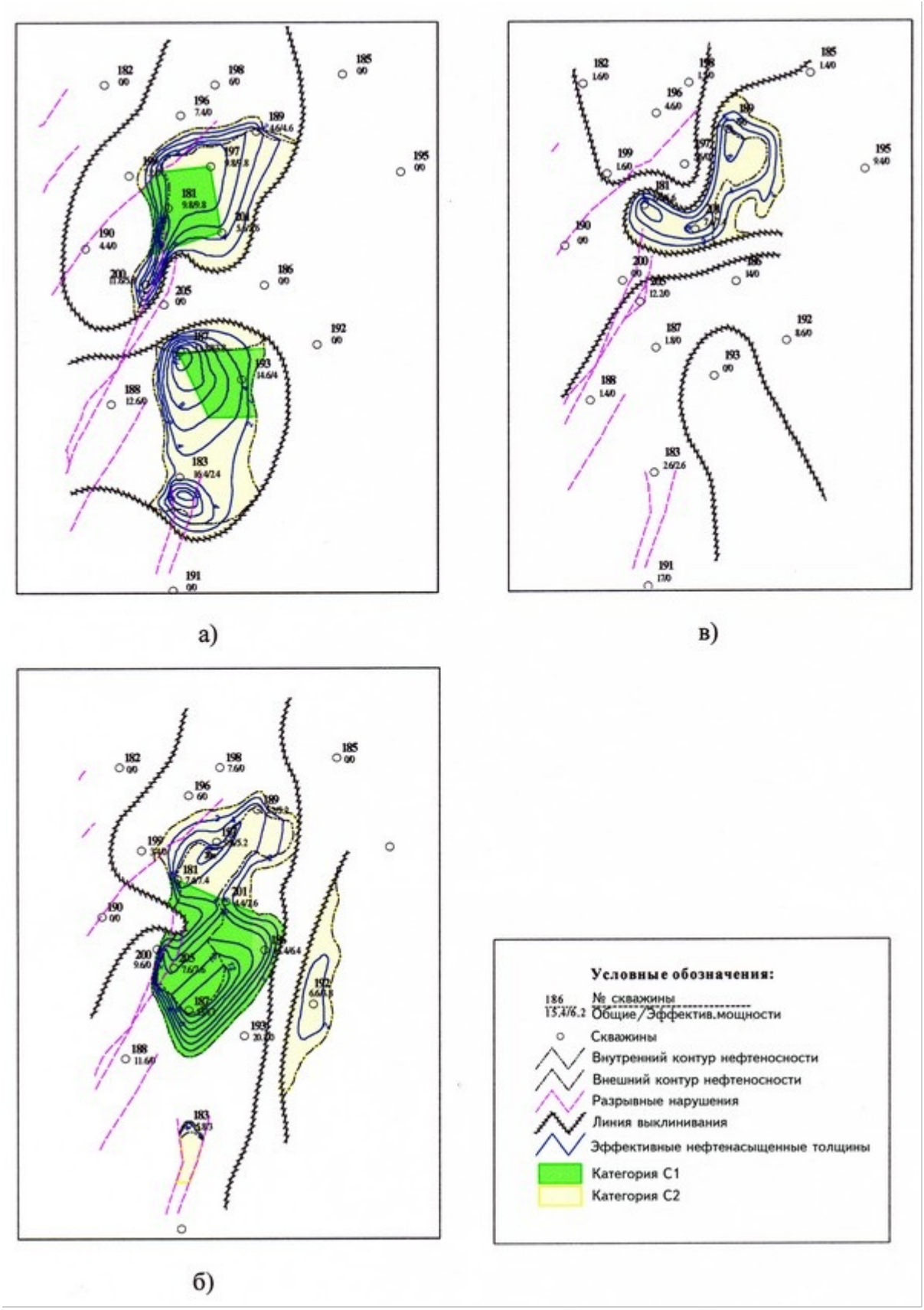

Рисунок 1.1 – Карта нефтенасыщенных толщин

а – по Ач1; б – по Ач2; в – по Ач3

В составе подсчётного объекта Ач1 выделяются две залежи: северная и южная (рисунок 1.1 а). Северная залежь вскрыта пятью скважинами на глубинах 2478-2515 м. С северо-запада она контролируется плоскостью тектонического нарушения, а на юге и юго-востоке – линией выклинивания коллекторов. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 4,6 до 9,8 м. Коллекторы

представлены, в основном, песчаниками светло-серыми, средне- и крупнозернистыми, иногда массивными, слабо- и среднесцементированными. Основная доля проницаемых прослоев имеет открытую пористостью от 14 до 18 % и проницаемость – до 2-3 × 10-15 м^2, карбонатность по образцам керна не превышает 4 % [5].

Пласт принят наклонным с юга на север с учётом данных ГИС и результатов испытания и находится в интервале 2373-2388 м. Размеры залежи составляют 6,3 × 3,2 км, высота – до 40 м. Тип залежи – пластово-сводовая с элементами тектонического и литологического экранирования. Южная залежь вскрыта тремя скважинами на глубинах 2455-2493 м. На севере, востоке и юге она контролируется зоной глинизации. Кроме того, в районе скважины № 183, по данным интерпретации материалов сейсморазведки, отмечаются два малоамплитудных тектонических нарушения (до 5 м). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,4 до 5,6 м. Дебиты нефти небольшие: максимальный дебит составил 5,4 м^3/сут. при депрессии 10,9 МПа (скважина № 193). Коллекторами являются песчаники и алевролиты с кремнисто-глинистым цементом, слюдистые массивные, иногда горизонтально-слоистые за счёт прослоев аргиллитоподобных глин. По классификации А.А. Ханина проницаемые прослои относятся к V классу. Пористость – 15-18 %, проницаемость 3-4 × 10-15 м^2.

ВНК имеет небольшой наклон (40-45') с запада на восток и отбивается на 2354-2478 м. Размеры залежи – 4,6 × 2,8 км, высота – до 40 м. Тип – литологически экранированная. Средний коэффициент песчанистости в целом по пласту Ач1 равен 0,54, расчленённости – 5,2. Покрышкой для залежей пласта Ач1 является регионально выдержанный, надачимовский комплекс пород, представленный аргиллитами тёмно-серыми, тонко отмученными, плотными, плитчатыми, среди которых очень редко встречаются линзы малой толщины песчаных разностей (до 0,6-1,2 м). Подсчётный объект Ач2 включает также три залежи, неравнозначные как по размерам, так и по степени изученности (рисунок 1.1 б). Основная залежь вскрыта семью скважинами на глубинах 2465-2527 м. С востока и запада природный резервуар ограничивается зонами глинизации, а на севере и юге границы залежи обусловлены установленными уровнями ВНК. Нефтенасыщенные толщины находятся в интервале от 2,6 до 13,0 м. Дебиты безводной нефти изменяются от 4,4 до 8,6 м^3/сут. при различных динамических уровнях.

Проницаемые разности представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами от средне- до крупнозернистых, средне сцементированными кремнисто-глинистыми породами, слюдистыми, полевошпатовыми. По классификации А.А. Ханина их можно отнести к V и VI классам. По данным керна основной объём коллекторов по пористости составляет 18-20 %, а по проницаемости – 1-5 × 10-15 м^2. Нефтегазоносный пласт имеет тенденцию к погружению в северном направлении от 2381 до 2394 м, т.е. углы наклона его (контакта) поверхности не превышают 10-15'. Размеры литологически экранированной залежи составляют 7,8 × 4,1 км, высота – до 55 м.

Залежь в районе скважины № 183 (южная) вскрыта одной скважиной на глубинах 2456-2506 м и контролируется с трёх сторон тектоническими нарушениями (рисунок 1.1 б). Нефтенасыщенная толщина равна 5,8 м. ВНК принят условно, т.е. по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя, или на 2400 м. Размеры 1,7 × 0,6 км, высота 50 м. Тип залежи – тектонически экранированный. Залежь в районе скважины № 192 (восточная) вскрыта одной скважиной на глубинах 2503-2524 м. На западе она ограничена зоной глинизации, а в других направлениях ВНК, который принят на 2426 м. Нефтенасыщенная толщина равна 3,8 м. Дебит нефти составил 3,88 м^3/сут. при депрессии 7,4 МПа. Размеры залежи – 6,6 × 1,1 км, высота – 21 м. Тип залежи – литологически экранированная.

По пласту Ач2 коэффициент песчанистости составляет 0,57 и расчленённости – 4,6.

Покрышкой для залежи пласта Ач2 служит относительно маломощная пачка преимущественно глинистых пород (0,8-7,8 м) с линзовидными прослоями (0,4-1,0 м) глинистых алевролитов. В нижней части ачимовской толщи выделен подсчётный объект Ач3 (рисунок 1.1 в). Основная залежь вскрыта тремя скважинами на глубинах 2522-2533 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 6,0 до 7,4 м. Дебит нефти в скважине № 189 составил 2,2 $м^3$/сут. при депрессии 7,3 МПа [2].

Коллекторы представлены мелкозернистыми песчаниками и средне- и крупнозернистыми алевролитами с глинисто-карбонатным цементом, слюди-стыми. По материалам ГИС пористость изменяется от 15 до 20 %, проницае-мость – 1,0-2,5 × 10-15 $м^2$. Результаты исследований керна отсутствуют. ВНК условно принят на 2421м, что соответствует подошве нижнего нефтеносного коллектора (скважина № 189). Размеры – 5,1 × 2,0 км, высота – 31 м. По типу залежь – литологически экранированная. Залежь в районе скважины № 183 (южная) вскрыта на глубинах 2476-2519м и контролируется тремя тектоническими нарушениями. Нефтенасыщенная толщина составляет 2,6 м. ВНК проведён по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка на 2413 м. Размеры 2,3 × 0,8 км, высота до 43м. Коэффициент песчанистости в среднем 0,44 и расчленённости – 6,5. Покрышкой для залежей пласта Ач3 служит пачка аргиллитоподобных глин тёмно-серых, плотных, с включениями растительного детрита. Толщина её изменяется от 0,8 до 6,8 м. Вышеизложенные характеристики выделенных при оценке запасов подсчётных объектов и залежей свидетельствуют о значительном уровне их неоднородности.

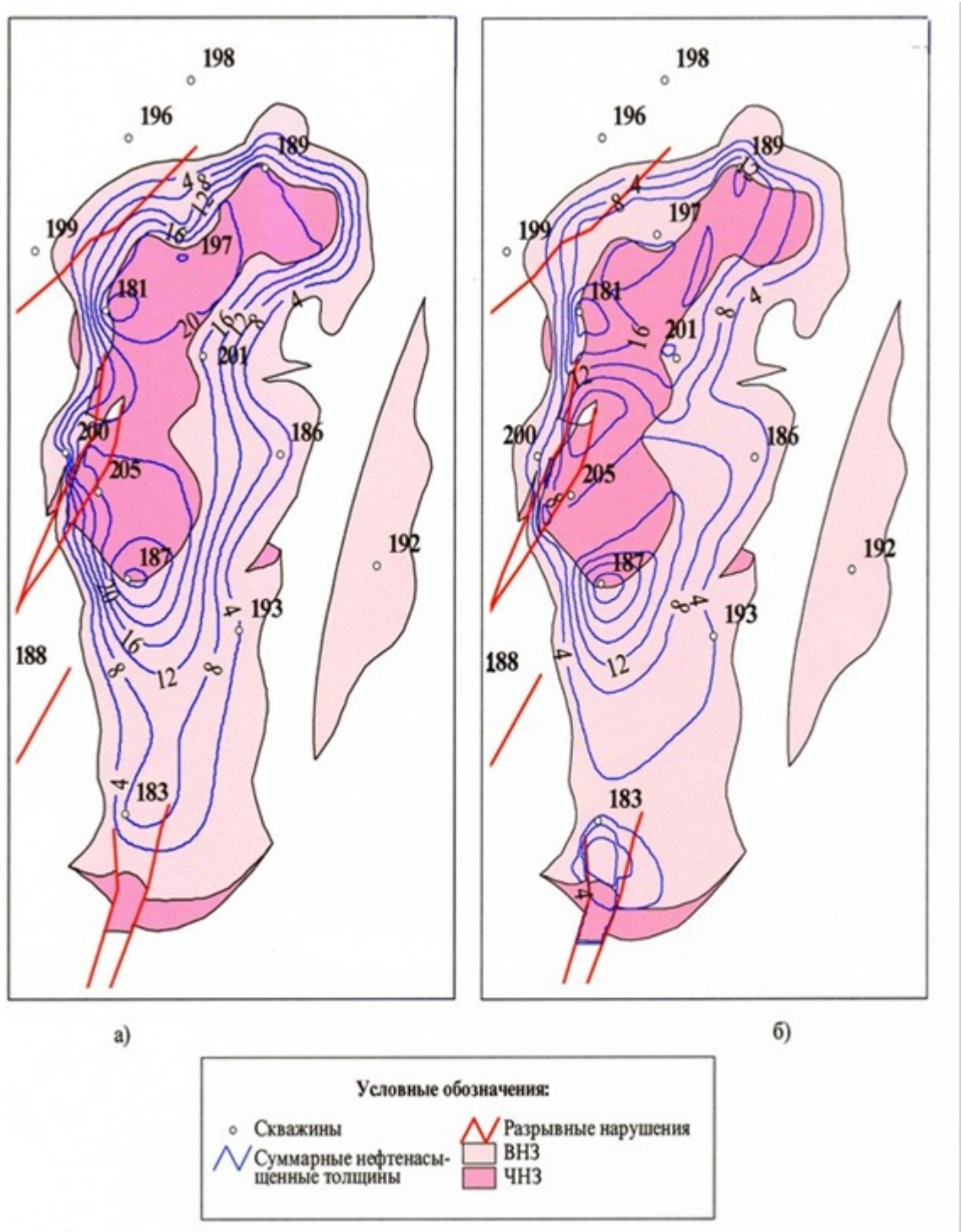

Рисунок 1.2 – Карты нефтенасыщенных толщин по пластам $Ач_1$ – $Ач_2$ – $Ач_3$:

а – построенная способом линейной интерполяции;

б – построенная по методу графического сложения объёмов

Из опыта работы в области подсчёта промышленных запасов УВ и проектирования КИН по сложнопостроенным продуктивным пластам и литературных данных по другим нефтегазоносным областям Нигерии [1], известно, что эффективный нефтенасыщенный объём природного резервуара может быть определён тремя методами.

1. Метод дифференциации его на несколько объектов, которые вычленяются с учётом положения ВНК и других показателей неоднородности (песчанистость разреза, ФЕС и др.). При необходимости объём резервуара определяется как сумма объёмов всех выделенных объектов. В нашем случае это будет иметь следующий вид (рисунок 1.1):

$V_{Ач}=V_{Ач1}+V_{Ач2}+V_{Ач3}$

где $V_{Ач}$ – объём нефтеносных пород по ачимовской группе продуктивных пластов; и $V_{Ач1}$, $V_{Ач2}$, $V_{Ач3}$ соответственно объём по каждому объекту.

2. Метод, основанный на построении карты эффективных (нефтенасыщенных) толщин в целом по резервуару по суммарным значениям толщин, в скважинах с применением линейной интерполяции (рисунок 1.2 а). Отметим, что этот метод очень часто используется проектировщиками при составлении ТЭО КИН по эксплуатационному объекту, включающему несколько неоднородностей, близких по геологическому строению и показателям. Практика работ обычно указывает на систематическое завышение объёмов объекта, которое весьма существенно при больших толщинах выклинивающихся слоёв (пластов) и редкой сети скважин.

3. Метод графического сложения карт эффективных (нефтенасыщенных) толщин предусматривает построение карты толщин эксплуатационного объекта с использованием элементов метода экстраполяции. Этот метод является наиболее точным, т.к. позволяет объективно оценить объём эффективной нефтенасыщенной части природного резервуара или объёма залежи с учётом неоднородностей (песчанистости, расчленённости).

Если объём нефтеносных пород, полученный по первому методу, принять условно за 100 %, то по второму методу результаты оказались равными 135 % (или на 35% больше, чем по предыдущему), а данные по определению объёма в соответствии с реализацией третьего метода оказались практически равными величине по первому методу, так как разница составила около 1 % [10].

Список использованных источников

1. Котенев Ю.А. - Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи пластов на основе активного ила биологических очистных сооружений / Ю.А. Котенев, Л.Н. Загидуллина, В.Е. Андреев, П.М. Зобов, О.Ф. Кондрашев, В.М. Хусаинов, Н.Ф. Гумаров, И.М. Назмиев //

Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 48-50.
2. Ибатуллин Р.Р. - Применение современных микробиологических технологий увеличения нефтеотдачи на объектах НГДУ «Лениногорскнефть» / Р.Р. Ибатуллин, Р.С. Хисамов, Г.Ф. Кандаурова, С.С. Беляев, И.А. Борзенков, Т.Н. Назина // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 42-45.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. - Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 4. 2013. Вып. 2. С. 46-76.
4. T.N. Guma, P.B. Madakson, D.S. Yawas and S.Y. Aku - Assessment of Physicochemical Properties of some Bitumens from Nigerian Resources// Nigerian Journal of Basic and Applied Science (June, 2012), 20(2): с. 177-181.
5. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефте-отдача». – М.: Издательский Дом «Грааль», 2002. – с.314.
6. Пересчёт запасов нефти, растворённого газа, сопутствующих ком-понентов, создание ТЭО КИН Сызранского месторождения ОАО «Самаранефтегаз» на основе геологического и гидродинамического моделирования: Отчёт ОАО «Гипровостокнефть». 2007.

References

1. Kotenyov .Y.A Microbial enhanced oil recovery methods based on activated sludge biological treatment plant / YA Kotenyov, LN Zagidullina, VE Andreev PM Goiters, OF Kondrashov, V. Khusainov, NF Gumarov, IM Nazmiev // Oil Industry. - 2004. - № 4. - p 48-50.
2. Ibatullin . R. R The use of modern microbial enhanced oil recovery technology at the facilities NGDU "Leninogorskneft" / R.R Ibatullin, R.S Khisamov, G.F Kandaurova, S.S Belyaev, I.A Borzenko, T.N Nazina // Oil Industry. - 2005. - № 7. - p 42-45.
3. Altunina L.K, Jars V.A Physico-chemical methods of EOR // Vestnik St. Petersburg University. Ser. 4. 2013 Vol. 2. p. 46-76.
4. T.N. Guma, P.B. Madakson, D.S. Yawas and S.Y. Aku - Assessment of Physicochemical Properties of some Bitumens from Nigerian Resources// Nigerian Journal of Basic and Applied Science (June, 2012), 20(2): p. 177-181.
5. Zakirov SN An analysis of the problem of "mesh density of wells - oil-return." - M .: Publishing House "Grail", 2002. - p.314.
6. Conversion of oil, dissolved gas, associated components, the creation of a feasibility study for CIN Syzran field of "Samaraneftegaz" on the basis of geological and hydrodynamic modeling: Report of "Giprovostokneft." 2007.