

25.00.12
УДК550.8.053

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Демьянов А.С. *,
Батищев Ю.В.,
Папоротная А.А.,
Полосин Г.А.

Северо-Кавказский федеральный университет,
Ставрополь,
Россия
*demyanov_aleksey@list.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПРИ ОЦЕНКЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗАЛЕЖЕЙ МААСТРИХТСКОГО ЯРУСА ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Введение.

В статье рассмотрена проблема определения коэффициента нефтенасыщенности верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья, и предложен к применению метод для повышения достоверности его определения. Территория исследования в региональном тектоническом плане охватывает Прикумскую систему поднятий, Ногайскую ступень, и северную часть Терско-Каспийского передового прогиба. В нефтегазогеологическом плане – Прикумский нефтегазоносный и Терско-Сунженский нефтегазоносный районы.

Материалы и методы
исследований.

В работе использованы данные полученные методами ГИС, результаты лабораторных исследований керна верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья, для решения рассмотренной проблемы использован метод математической статистики, на основе исторических данных разработки месторождений данного региона.

Результаты исследований
и их обсуждение.

Рассмотрена эффективность применяемых для определения нефтенасыщенности методов ГИС, изучены петрофизические особенности, снижающие достоверность определения коэффициента нефтенасыщенности залежей углеводородов (УВ) маастрихтских отложений. На примере нескольких месторождений представлен алгоритм определения коэффициента нефтенасыщенности с помощью функции Баклея-Леверетта на основе исторических данных разработки.

Выводы.

Для повышения точности определения коэффициента нефтенасыщенности, предлагается комплексное применение методов, как традиционных (ГИС) так и новых, в том числе представленного метода математической статистики.

Ключевые слова:

коэффициент нефтенасыщенности, петрофизические свойства, известняк, залежь, коллектор.

Demyanov A.S.*,
Batishchev YU.V.,
Paporotnaya A.A.,
Polosin G.A.

North-Caucasus Federal University,
Stavropol,
Russia
*demyanov_aleksey@list.ru

Determination of Oil Saturation Coefficient when Assessing the Geological Oil Reserves of the Maastrichtian Deposits of the Upper Cretaceous Sediments of the Eastern Ciscaucasia

Introduction. The article considers the problem of determining the oil saturation coefficient of the upper Cretaceous deposits of the Eastern Caucasus, and suggests the use of a method to increase the reliability of its determination. The study area in the regional tectonic plan covers the Prikum uplift system, the Nogai stage, and the Northern part of the Tersk-Caspian forward trough. In terms of oil – Prikumsk petroleum and Terek-Sunzha oil and gas areas.

Materials and methods of the research. The paper uses data obtained by GIS methods, the results of laboratory studies of the core of upper Cretaceous deposits of the Eastern Caucasus. To solve the problem, the method of mathematical statistics is used, based on historical data of the development of deposits in this region.

The results of the research and their discussion. The efficiency used to determine the saturation GIS techniques, the studied petrophysical features, reducing the accuracy of determining the coefficient of saturation of hydrocarbons (HC) Maastricht deposits. An algorithm for determining the oil saturation coefficient using the Buckley-Leverett function based on historical development data is presented on the example of several fields.

Conclusions. To improve the accuracy of determining the oil saturation coefficient, a complex application of methods, both traditional (GIS) and new, including the presented method of mathematical statistics, is proposed.

Keywords: oil saturation coefficient, petrophysical properties, limestone, deposit, reservoir.

Введение

Освоение месторождений Восточного Предкавказья ведётся с середины прошлого столетия, нефтеносность маастрихтских отложений установлена позднее, в 70-х годах. Несмотря на практически полувековой опыт изучения и разработки данных отложений, остаётся ряд вопросов, касающихся как пространственного размещения новых залежей и их моделей, так и неопределённостей в обосновании или уточнении подсчетных параметров уже открытых месторождений, что затрудняет объективно оценивать запасы нефти и газа.

Территория исследования в региональном тектоническом плане охватывает Прикумскую систему поднятий (ПСП), Ногайскую ступень (НС), и северную часть Терско-Каспийского передового прогиба (ТКПП). В нефтега-

зогеологическом плане – Прикумский нефтегазоносный (ПНР) и Терско-Сунженский нефтегазоносный районы (ТСНР).

Материалы и методы исследований

Параметром, характеризующим количественное содержание нефти в породах слагающих залежь, является коэффициент нефтенасыщенности (K_n), как правило, определяемый на основании комплексных данных, таких как исследование керна и геофизические методы. Также необходимо упомянуть о практике определения K_n по результатам первых опробований. Данная методика определения начальной нефтенасыщенности верхнемеловых отложений применялась на месторождениях ПНР. В данной работе предложен к дальнейшему использованию метод математической статистики, использующий функцию Баклея-Левверетта, на основе исторических данных разработки маастрихтских отложений. Кроме того, в данной работе использованы результаты исследований, выполненных на керне в разные годы в СКТБ ПГ [СКТБ] г. Грозный, СевКавНИПИнефти, ВНИГНИ, ИГиРГИ, СевКавНИПИгазе и др.

Результаты исследований и их обсуждение

Для месторождений исследуемой территории раннеэработана номенклатура деления I пачки маастрихтских отложений на пять пластов, именуемых сверху вниз I_1, I_2, I_3, I_4, I_5 , в свою очередь эти пласты делятся на 22 пропластка. Данное деление приемлемо для ПНР. В геосинклинальных областях ТСНР, где толщины верхнемеловых отложений значительно увеличены, а сами отложения рассечены многочисленными разломами, корреляция их несколько усложняется, применяется отличная номенклатура с делением на шесть корреляционных пачек (I–VI).

Литолого-петрофизическая характеристика коллекторов маастрихтских отложений изучаемой территории приведены в таблице 1.

Маастрихтские отложения ПНР сложены белыми мелоподобными трещиноватыми известняками и в меньшей степени прослоями и пластами крепких пелитоморфных известняков. Мелоподобные разности известняков состоят из остатков и обломков известковых раковин фораминифер, иноцератов, а также мельчайших известковых образований. Мелоподобные пористые известняки средней плотности и крепости имеют меньшую проницаемость, чем рыхлые породы, но обуславливают эффективную емкость продуктивных пластов. Тип коллектора в этом районе установлен как трещинно-каверновый. Данные гидродинамических исследований скважин и изучение керна, отобранного с использованием инвертного, эмульсионного раствора (скв. 19 Лесная и др.) позволили сделать заключение о том, что вода занимает поровое пространство матрицы и тонкие трещины, а нефть располагается в трещинах и кавернах повышенной раскрытости.

Таблица 1.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МААСТРИХТСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ
Table 1. Lithology-petrophysical characteristics of the maastrichtian deposits of the
Eastern Ciscaucasia

№ пп	Параметр коллекторов	Прикумский нефтегазоносный район	Терско- Сунженский нефтегазоносный район
1	Литология	Известняки серые, белые, неслоистые, рыхлые и средней крепости раковинами коколитофорид	Известняки светло-серые, почти белые, однородные, зернистые, с контактами соприкосновения зерен из скелетных организмов в виде пластинок, зерен, трубочек, остатков одно-клеточных жгутиковых водорослей
2	Карбонатность CaCO ₃ , %	80–95	73–80
3	Диаметр раковин обломков, мкм	0,6–1,3	0,5–1,2
4	Количество пор на 1см ² ,шт./см ²	35–106	500–2500
5	Размер мелких пор, мкм	0,1–0,5	50 × 50
6	Размер крупных пор, мкм	2 × 4	Д200–448
7	Густота трещин, 1/м	Крепкие-120 Средние-300 «рухляки»-500	100–480
8	Раскрытость трещин, мкм	<10	500
9	Расстояние между трещинами, мм	2-70	70–100
10	Пористость матрицы, %	Крепкие-5, Средние-21 «рухляки»-30	III _{K2} -4.5 III _{K2} -5.7 IV K ₂ -9.6
11	Вторичная пористость, % Вторичная пористость, % керн	1–3 1–5	0,46 0,49–1,0
12	Содержание связанной воды матрицы, %	95–100	92–100
13	Проницаемость матрицы, мД	0,8–1,0	0,5–1,0

№ пп	Параметр коллекторов	Прикумский нефтегазоносный район	Терско-Сунженский нефтегазоносный район
14	Проницаемость трещинных образцов, мД	1 0,01–2 2–50	1 1,0 106
15	Содержание матрицы Вытяжка-люминисцентная	Вода безцветная Не люминисцирует	Вода безцветная Не люминисцирует
16	Кажущееся удельное электрическое сопротивление (УЭС), Ом	Крепкие-20 Средние-3,2 «рухляки»-2,4	10-30
17	Тип коллектора	Трещинно-поровый	Трещино-каверново-поровый
18	Содержание нефти и воды	В матрице в трещинах Повышенной раскрытости	вода вода Нефть + вода нефть
19	Заполнение тонких трещин	Вода, кальцит	кальцит

В ТСНР маастрихтские известняки светло-серые, почти белые, однородные, зернистые, с контактами соприкосновения зерен из скелетных организмов в виде пластинок, зерен, трубочек, остатков одноклеточных жгутиков водорослей. По данным многочисленных геофизических, гидродинамических, а также керновых исследований месторождений ТСНР тип коллектора в этом районе установлен как трещинно-каверново-поровый. Поры матрицы содержат до 90–100% связанной воды, при этом значение фазовой проницаемости по воде близко к нулю.

Как видно из представленной таблицы, маастрихтские известняки ПНР имеют чрезвычайно мелкие поры (0,1–0,5 мкм), т.е. почти в 100 раз меньше пор известняков ТСНР, густота трещин известняков обоих регионов примерно одинаковая, однако раскрытость трещин в ТСНР намного выше, чем в ПНР. Значения пористости матрицы и вторичной пористости по ГИС и керну ПНР в 4–5 раз выше значений пористости ТСНР.

Приведенные параметры коллекторов, как ПНР, так и ТСНР, характеризуют маастрихтские залежи изучаемой территории, как весьма сложный объект для определения качественных и количественных параметров продуктивного пласта по данным геофизических исследований.

Как известно [1–3, 5–6], проблемы изучения карбонатных толщ, в том числе и маастрихтских отложений, обусловлены следующими основными причинами.

- Карбонатные коллекторы характеризуются сложным строением порового пространства. В верхнемеловых отложениях преобладают коллекторы с вторичной пористостью, фильтрационные свойства которых преимущественно определяются развитой системой тектонических трещин. Сложная структура порового пространства, состоящая в основном из пустот трещинного типа, значительно усложняет изучение карбонатных коллекторов по комплексу геолого-геофизических данных.
- Карбонатные породы, особенно на больших глубинах, характеризуются низкой общей пористостью (в пределах 3-6%), что существенно осложняет ее определение по материалам геофизических исследований. Снижение пористости существенно усложняет основные петрофизические зависимости и увеличивает погрешности ее определения геофизическими методами.
- Характерной особенностью карбонатных коллекторов является малый объем эффективных (нефтенасыщенных пор). Как правило, в сложных карбонатных коллекторах нефтенасыщенными являются трещины и каверны, доля которых редко превышает 10-30% от общего объема пор. В связи с этим, нефтенасыщенность оказывает слабое влияние на геофизические параметры, что предопределяет трудности выделения продуктивных интервалов и количественной оценки нефтенасыщенности.
- Вследствие неоднородной структуры порового пространства карбонатные коллекторы характеризуются более сложным проникновением в них бурового раствора или его филътрата. При опережающем проникновении по системе трещин и каверн, возможно частичное или полное вытеснение пластового флюида из межзернового пространства в прискважинной зоне пласт, что создает дополнительные трудности при выделении и оценке коллекторов.

Вследствие частой смены условий осадконакопления и значительных постседиментационных преобразований карбонатные толщины характеризуются неоднородностью литологического состава и коллекторских свойств по разрезу и площади. Все это приводит к микро и макроанизотропии физических свойств карбонатных пород, что находит отражение в резкой дифферен-

циации геофизических диаграмм и значительно усложняет их интерпретацию. При этом свойства карбонатного коллектора, установленные по данным геофизических методов для прискважинной зоны лишь условно можно распространять на всю залежь.

Таким образом, основные проблемы достоверного определения $K_{нм}$ -астрихтских отложений связаны с петрофизическими особенностями изучаемого разреза.

Также необходимо отнести к списку особенностей карбонатных отложений, осложняющих применение методов ГИС (метод сопротивлений), разность минерализации вод, насыщающих межзерновое пространство непроницаемой матрицы породы и вод, находящихся в кавернах и трещинах.

Для месторождений Восточного Предкавказья при определении $K_{н}$ методами ГИС применяется уравнение Арчи-Дахновас использованием зависимостей, полученных для верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья СКТБ ПГ [СКТБ] г. Грозный [6].

Величина параметра насыщения $R_{н}$, рассчитывается по формуле:

$$R_{н} = \rho_{п} / \rho_{вп}, \quad (1)$$

где $\rho_{п}$ – удельное электрическое сопротивление породы по данным ИК (БКЗ);

$\rho_{вп}$ – удельное электрическое сопротивление полностью водонасыщенной породы, рассчитываемое по величине $K_{п}$:

$$\rho_{вп} = P_{п} \times \rho_{в}, \quad (2)$$

где $\rho_{в} = 0,05$ Ом мм изменяется в зависимости от пластовой температуры и минерализации пластовой воды г/л.

$K_{п}$ – коэффициент пористости.

По зависимости СКТБ ПГ:

$$P_{п} = 0,6 / K_{п}^{2,1} \quad (3)$$

по найденной величине блоковой пористости (по АК, БКЗ) оценивается параметр пористости $P_{п}$ и затем (по 2, 3) УЭС пласта при 100% его водонасыщенности $\rho_{вп}$.

Коэффициент водонасыщения $K_{в}$ определяется по зависимости:

$$R_{н} = 1 / K_{в}^{1,8} \quad (4)$$

Обоснование зависимости $R_n = f(K_v)$ выполнено по керну методом центрифугирования на образцах пород с пористостью 15–27,7%.

Используемое уравнение Арчи-Дахнова, подразумевает определение K_n по параметрам пористости и электрического сопротивления оцениваемого разреза, полученных методами ГИС, на достоверность которых существенно влияют перечисленные выше особенности маастрихтских отложений. Также лабораторные исследования показывают, что эффективной емкостью данных отложений являются трещины [2] и если на месторождениях ТКНР, имеющих заполнение трещин чистой нефтью, можно добиться контрастности, то на месторождениях ПСП данные трещины имеют двухфазное заполнение с значительно меньшей долей нефти. В данных условиях определение коэффициента нефтенасыщенности по ГИС на количественном уровне, для месторождений ПНР является еще более трудоемкой задачей [5].

С учетом вышеперечисленных факторов, осложняющих изучение карбонатных коллекторов по данным ГИС, на исследуемой территории, предлагается привлечение дополнительного метода с целью определения K_n как на новых залежах, так и на уже разрабатываемых для уточнения принятых ранее значений.

В настоящее время накоплен опыт разработки карбонатных трещинных коллекторов месторождений ПНР и ТСНР.

Залежи нефти месторождений ТСНР, такие как Малгобек-Вознесенское, Карабулак-Ачалуки и Заманкул окончательно сформированы и имеют достаточно высокую начальную нефтенасыщенность. При разработке таких залежей имеется длительный период, когда эксплуатация скважин проходит при безводном или незначительном обводнении получаемой продукции. Результаты же длительной эксплуатации верхнемеловых залежей Ачикулакского, Лесного и др. нефтяных месторождений ПНР свидетельствуют о наличии воды в продукции с момента их ввода в работу (начальная обводненность составляет 40-95%). Таким образом, изучаемые нефтегазоносные районы и приуроченные к ним залежи, также отличаются особенностями разработки. Различия обусловлены в большей степени разностью петрофизических свойств отложений (см. табл. 1), в меньшей – PVT свойств нефти и попутно добываемой воды (табл. 2).

Анализ разработки этих месторождений позволил выполнить моделирование процесса вытеснения и, используя функцию Баклея-Левретта, определить по доле нефти в продукции на этапе первых опробований новых залежей значения нефтенасыщенности. Для выполнения указанных расчетов были вычислены объемы подвижных запасов по каждой залежи с помощью промыслово-статистических методов и характеристик вытеснения (использовались зависимости Камбарова Г.С. и Назарова С.Н., Сипачева Н.В.).

Ниже рассмотрим данный подход на примере нескольких месторождений ТСНР и ПНР.

Таблица 2.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТИ, ПОПУТНОЙ ВОДЫ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ
Table 2. Characteristics of oil, associated water of the Upper Cretaceous deposits of the deposits of the Ingush Republic and the Stavropol Territory

Характеристики	Терско-Сунженский нефтегазоносный район			Прикумский нефтегазоносный район		
	Малгобек-Вознесенское - ГН	Карабулак-Ачалукское-ГН	Заманкульское-Н	Ачикулакское-Н	Лесное-Н	Советское-Н
Характеристика пластов						
г) нефтенасыщенность	0,9	0,85	0,8	0,31	0,27	0,23
д) коэффициент извлечения нефти	0,7	0,59	0,55	0,44	0,41	0,3
е) проницаемость, кв. мкм	0,27	0,36	0,23	0,049	0,05	0,0068
Качественная характеристика нефти						
а) плотность, г/куб. см	0,837	0,82	0,841	0,865	0,855	0,856
б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с	0,261	0,26	1,307	1,13	1,32	0,88
Качественная характеристика пластовой нефти						
Плотность, г/см ³	0,667	0,594	0,7846	0,760	0,717	0,705
Давление насыщения, МПа	20	28	4,1	5,4	7,2	6,5
Газосодержание, м ³ /т	208	344	30,3	34,3	76,5	52,5
Объемный коэффициент	1,6	1,9	1,12	1,16	1,3	1,31
Вязкость, мПа·с	0,261	0,26	1,24	1,13	1,32	0,88
Пластовая вода						
Плотность, г/см ³	1,027	1,043	1,027	1,025	1,034	1,025
Вязкость, мПа·с	0,35	0,37	0,35		0,4	0,4

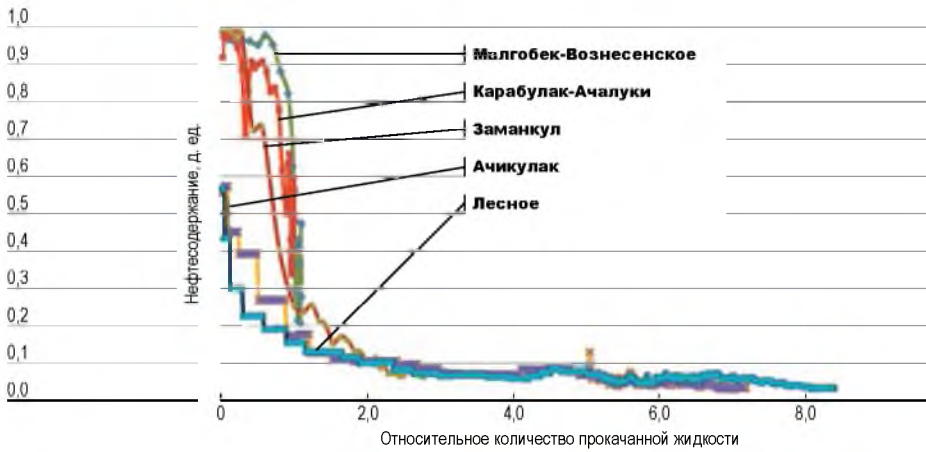


Рис. 1. Зависимость нефтесодержания продукции от относительного количества прокачанной жидкости.

Fig. 1. The dependence of the oil content of the product on the relative amount of pumped fluid.

Для месторождений изучаемых нефтегазоносных районов построены графики зависимостей характеристик вытеснения, ТСНР Малгобек-Вознесенское, Карабулак-Ачалуки, Заманкул и ПНР Ачикулакское и Лесное, представленных на рисунках 1, 2.

По данным разработки месторождений Заманкульского (рис. 3), и Ачикулакского (рис. 4) также построены зависимости обводненности продукции от степени охвата заводнением залежи (подобные построения выполнены и для месторождений Малгобек-Вознесенского, Карабулак-Ачалуковского). На график нанесена линия тренда, представленная функцией Баклея-Левретта, линии функции построены с помощью модифицированных диаграмм относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды. Модифицированные кривые фазовых проницаемостей для нефти и воды представлены формулами вида:

$$F(S) = \frac{K_{\text{во}}(S_{\text{в}})}{K_{\text{во}}(S_{\text{в}}) \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}} + K_{\text{но}}(S_{\text{в}})} - \text{функция Баклея-Левретта} \quad (5)$$

$$K_{\text{но}}(S_{\text{в}}) = K_{\text{но}}(S_{\text{св}}) \times \left(\frac{1 - S_{\text{он}} - S_{\text{в}}}{1 - S_{\text{он}} - S_{\text{св}}} \right)^{a-b(S_{\text{в}} - S_{\text{св}})}, \quad (6)$$

$$K_{\text{во}}(S_{\text{в}}) = K_{\text{во}}(S_{\text{он}}) \times \left(\frac{S_{\text{в}} - S_{\text{св}}}{1 - S_{\text{он}} - S_{\text{св}}} \right)^{a+b(S_{\text{в}} - S_{\text{св}})}, \quad (7)$$

где $K_{\text{но}}(S_{\text{в}})$, $K_{\text{во}}(S_{\text{в}})$ – относительные фазовые проницаемости соответственно для нефти и воды;

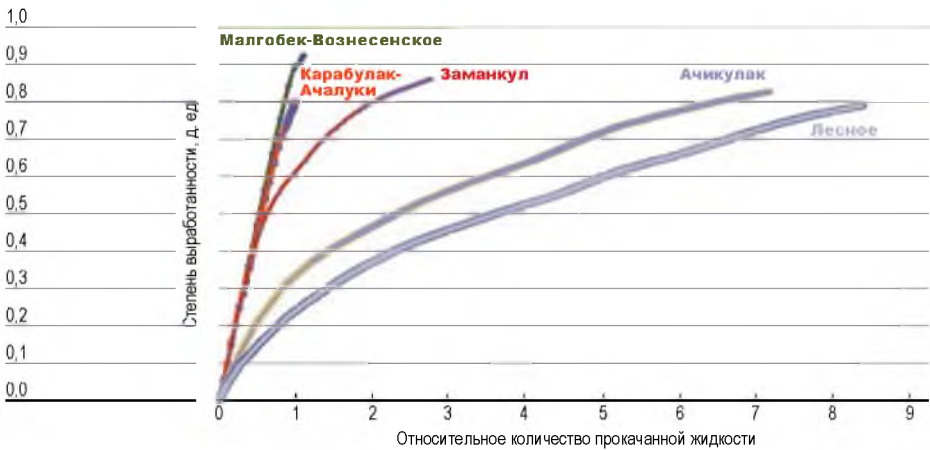


Рис. 2. Зависимость степени выработанности от относительного количества прокачанной жидкости.

Fig. 2. Dependence of the degree of depletion on the relative amount of pumped fluid.

- S_B, S_{CB} — соответственно текущая водонасыщенность и связанная вода;
- S_{OH} — остаточная нефтенасыщенность;
- $K_{HO}(S_{CB})$ — относительная фазовая проницаемость по нефти при наличии только связанной воды
- $K_{BO}(S_{OH})$ — относительная фазовая проницаемость по воде при наличии только остаточной нефти и связанной воды
- a, b и c, d — коэффициенты в степени уравнений определяются по фактическим данным истории разработки пластов.

По зависимости обводненности продукции от степени охвата заводнением залежи и соответствующей функции Баклея-Левретта построены модифицированные диаграммы относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, на рисунке 5 представлены построения для месторождения Заманкул (подобные построения выполнены и для месторождений Малгобек-Вознесенского, Карабулак-Ачалукского).

Построенные зависимости можно использовать для определения K_H новых залежей, в этом случае за аналог принимается гидродинамическая модель разработки маастрихтского яруса в том или ином нефтегазоносном районе. Далее с помощью графиков функций Баклея-Левретта месторождения-аналога, по значениям обводненности определяется водоносаченность и, соответственно, K_H изучаемой залежи.

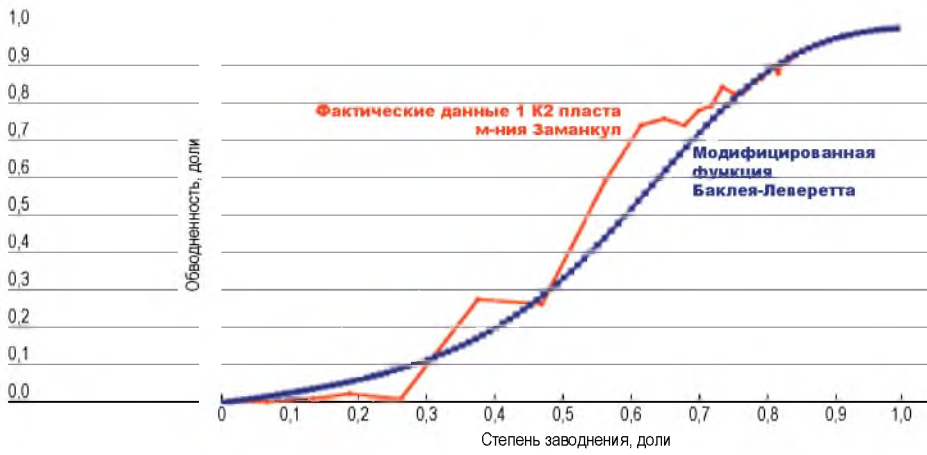


Рис. 3. Зависимость обводненности продукции от степени заводнения пласта 1 K2 верхнего мела месторождения Заманкул.
 Fig. 3. The dependence of the water cut of the product on the degree of water flooding of the reservoir 1 K2 of the Upper Cretaceous of the Zamankul deposit.



Рис. 4. Зависимость обводненности продукции от степени заводнения пласта 1 K2 верхнего мела месторождения Ачикулак.
 Fig. 4. The dependence of the water cut of the product on the degree of water flooding of the reservoir 1 K2 of the Upper Cretaceous of the Achikulak deposit.



Рис. 5. Относительные фазовые проницаемости верхнего мела месторождения Заманкул.
 Fig. 5. Relative phase permeability of the Upper Cretaceous of the Zamankul deposit.

Полученные результаты определения K_n подтверждаются данными опробований и историей разработки многочисленных уже эксплуатируемых месторождений ПНР.

Выводы

В отличие от методов ГИС, решающих задачу определения K_n скорее на качественном уровне, представленный алгоритм определения нефтенасыщенности позволяет дать количественную оценку указанного параметра. На более зрелых стадиях разработки при получении собственных данных строится функция Баклея-Леверетта уже для самого месторождения с получением более точных данных, позволяющих эффективно проектировать дальнейшую разработку. Вместе с тем предложенная методика несколько не умоляет значение методов ГИС при определении подсчетных параметров маастрихтских залежей нефти и газа, как отмечено в работе [3, 5], к решению данной задачи нужно подходить комплексно с применением как данных ГИС, ГДИ, так и расчетных с использованием статистических данных.

Библиографический список

1. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М., ВНИГНИ, 1999.
2. Бурлаков И.А., Плотников М.С., Полосин Г.А., Маастрихтские отложения Восточного Ставрополя. «Геология нефти и газа», №6, М., «Недра», 1978, с. 66-70.
3. Демьянов А.С., Дудаев С.М., Дудаев С.А., Батагов И.В., Блашенко С.О. Обоснование эффективности геолого-геофизических методов выделения и оценки продуктивных объектов в нефтекумской свите нижнетриасовых отложений // Каротажник. Тверь. 2018. №6. С. 28-40.
4. Ибатуллин Р.Р. Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. 200 с.
5. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. М.: Недрa, 1984.
6. Методические рекомендации «Выделение и оценка сложных карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики в разрезе глубоких скважин» / А.Ф. Боярчук, Г.А. Шнурман, В.С. Афанасьев, О.В. Бирюкова, В.П. Кереселидзе, Л.П. Чурилов, И.Г. Чурилова. Грозный: Изд. СКТБ ПГ, 1978.

References

1. Bagrintseva K.I. Formation conditions and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. M., VNIGNI, 1999.
2. Burlakov I.A., Plotnikov M.S., Polosin G.A., Maastricht deposits of the Eastern Stavropol Territory. «The Geology of Oil and Gas», No. 6, M.: Nedra, 1978, p. 66–70.
3. Demyanov A.S., Dudaev S.M., Dudaev S.A., Batagov I.V., Blash-

enko S.O. Justification of the effectiveness of geological and geophysical methods for isolating and evaluating productive objects in the Neftekum suite of Lower Triassic deposits // Logger. Tver. 2018. No 6. S. 28–40.

4. Ibatullin R.R. Theoretical foundations of oil field development processes. Almet'yevsk: Almet'yevsk State Oil Institute, 2009. 200 p.
5. Itenberg S.S., Shnurman G.A. Interpretation of the logging results of complex reservoirs. M.: The bowels, 1984.
6. Methodical recommendations "Isolation and evaluation of complex carbonate reservoirs by field geophysics methods in the context of deep wells" / A.F. Boyarchuk, G.A. Shnurman, V.S. Afanasyev, O.V. Biryukova, V.P. Kereselidze, L.P. Churilov, I.G. Churilova. Grozny: Publ. SKTB PG, 1978.

**Поступило в редакцию 21.02.2020,
принята к публикации 02.03.2020**

Сведения об авторах

- Демьянов** Алексей Сергеевич, ген. директор ООО «ПолитехГЕО». Телефон: 89034413054. E-mail: demyanov_aleksey@list.ru
- Батищев** Юрий Васильевич, гл. инженер ООО «ПолитехГЕО», Телефон: 89034413054. E-mail: batishev.y.v@yandex.ru
- Папоротная** Анна Александровна, канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизические методы поиска и разведки полезных ископаемых СКФУ. 89614537991. anna2273@yandex.ru
- Полосин** Геннадий Александрович, канд. геол.-минерал. наук, консультант ООО «ПолитехГЕО». Телефон: 89282661480. E-mail: polosin37@yandex.ru

About the authors

- Demyanov** Alexey Sergeevich, gene. Director of PolytechGEO LLC. Phone: 89034413054. E-mail: demyanov_aleksey@list.ru
- Batishchev** Yuri Vasilyevich, Ch. Engineer, LLC PolytechGEO, Phone: 89034413054. E-mail: batishev.y.v@yandex.ru
- Paporotnaya** Anna Alexandrovna, Candidate of Geological and Mineral Sciences, Associate Professor of the Department of Geophysical Methods for the Search and Exploration of Minerals of SKFU 89614537991. anna2273@yandex.ru
- Polosin** Gennady Alexandrovich, Ph.D. geol.-mineral.science, consultant, LLC PolytechGEO. Phone: 89282661480. E-mail: polosin37@yandex.ru