

УДК 550.812.14

Определение межфлюидальных контактов залежи с использованием адаптивных фильтров кривых каротажа в сложнопостроенных коллекторах (на примере Среднекаменноугольной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения)

С.Ю. Ромащенко^{1*}, Д.Н. Крылов^{1*}, Е.Е. Поляков^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: данные каротажа, флюидальные контакты, «умное» осреднение, достоверность интерпретации.

Тезисы. Задачу точного определения межфлюидальных контактов на месторождениях могут существенно осложнить некоторые геологические и технические факторы. Тем не менее при подсчете запасов углеводородов на месторождении необходимо с максимальной достоверностью установить и обосновать положения газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Как правило, это делают путем оценки результатов опробования, проведенного в единичных скважинах месторождения. Однако этот методический прием работает не всегда. Использование алгоритмов статистической обработки исходного набора данных геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет решать задачу с большей степенью достоверности.

На примере Среднекаменноугольной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения показано решение задачи выявления ГНК и ВНК с применением специальной технологии определения сложных флюидальных контактов. В основе технологии лежит статистическая обработка данных ГИС методом «умного» осреднения. Внедрение технологии позволит повысить технико-экономическую эффективность доразведки сложных месторождений ПАО «Газпром» и достоверность оценки запасов углеводородов.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) является уникальным по размерам, запасам и компонентному составу газа с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу. Продуктивный разрез ОНГКМ относится к карбонатному типу и включает следующие литологические разности: известняки чистые, доломитизированные известняки с чередованием прослоев, обладающих свойствами коллекторов и неколлекторов; аргиллиты и глины. Особенность разреза – битуминозность пород. Коллекторами служат преимущественно известняки с пустотным пространством трещинно-порового типа.

Карбонатные отложения с развитой макро- и микротрещиноватостью отличаются сложными фильтрационными характеристиками. Коллекторами карбонатного массива выступают как высокопористые породы, так и породы с весьма низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Наличие вертикальных трещин в разрезе может привести к перетокам пластовых флюидов, что снижает достоверность поинтервальных испытаний при оценке положения флюидальных контактов. В связи с этим особое значение приобретают результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Коэффициент нефтегазонасыщенности в скважинах ОНГКМ традиционно определялся стандартным способом по данным бокового каротажа с использованием петрофизических зависимостей параметра пористости (P_n) от коэффициента пористости (K_n) и параметра насыщения (P_n) от коэффициента водонасыщенности (K_b), обоснованных при подсчете запасов углеводородов в 1981 г. Зависимость $P_n = f(K_n)$ получена в термобарических условиях, а зависимость $P_n = f(K_b)$ – по данным капилляриметрических исследований неэкстрагированных образцов ядра. Зависимости

аппроксимированы следующими уравнениями связи:

$$P_{\text{н}} = 1/K_{\text{н}}^{2,41}; P_{\text{в}} = 1/K_{\text{в}}^{1,41}. \quad (1)$$

При определении нефтегазонасыщенности основным методом оценки удельного электрического сопротивления (УЭС) пород пластов является боковой каротаж (БК). УЭС пластовой воды принималось равным 0,037 Ом·м. На рис. 1 сопоставлены значения коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{\text{н}}$), рассчитанные по данным БК и по результатам измерений керна соответственно с использованием формул (1) и косвенных либо прямых методов определения остаточной водонасыщенности, для всех скважин (218 шт.) ОНГК, до 1979 г. не затронутых разработкой.

Анализ показывает максимальную дисперсию значений $K_{\text{н}}$, определенных по данным БК. Причинами их смещения в сторону завышения, очевидно, являются битуминизация и гидрофобность всего разреза. Занижение, в меньшей степени, но тоже значительное, обусловлено трещиноватостью разреза во всем диапазоне пористости. Добиться однозначного определения нефтегазонасыщенности по данным БК как основного метода практически невозможно. На рис. 2 показано распределение значений $K_{\text{н}}$

в районе отметок газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Из анализа распределения $K_{\text{н}}$ следует однозначный вывод об отсутствии заметного тренда изменения газонефтенасыщенности коллекторов, определенной по данным БК, при переходе от газонасыщенного разреза к нефтенасыщенному и водонасыщенному. Такие же результаты получаются и в отношении распределений значений УЭС, определенных по данным БК, в воде (интервал залежи ниже притока воды по опробованию) и в нефти (интервал притока безводной нефти), построенным по коллекторам тех же скважин Основной залежи (Западный участок) (рис. 3). Таким образом, в условиях неоднородности состава пластового флюида (битум, остаточная нефть, газ, остаточная и свободная пластовая вода) и коллектора приходится констатировать, что данные БК в разрезе скважин не позволяют однозначно определить характер насыщения и положения ГНК и ВНК.

При подсчете запасов в 1981 г. положения этих межфлюидных контактов были установлены исключительно по результатам испытаний и соответственно имеют доверительный интервал в пределах $\pm(7...10)$ и $\pm(11...27)$ м соответственно для ГНК и ВНК. На рис. 4 показан конкретный пример неопределенности в оценках межфлюидных

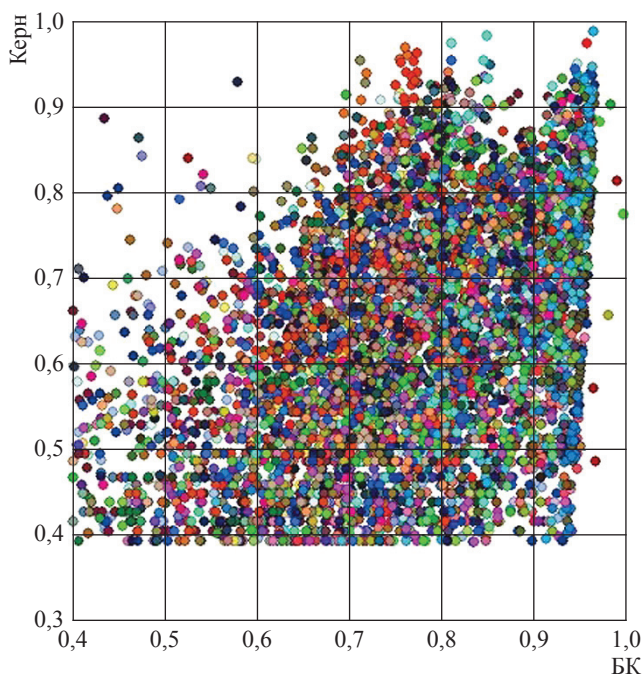


Рис. 1. Взаимное соответствие значений $K_{\text{н}}$, д.ед., определенных по данным БК и по керну для скважин ОНГК, до 1979 г. не затронутых разработкой

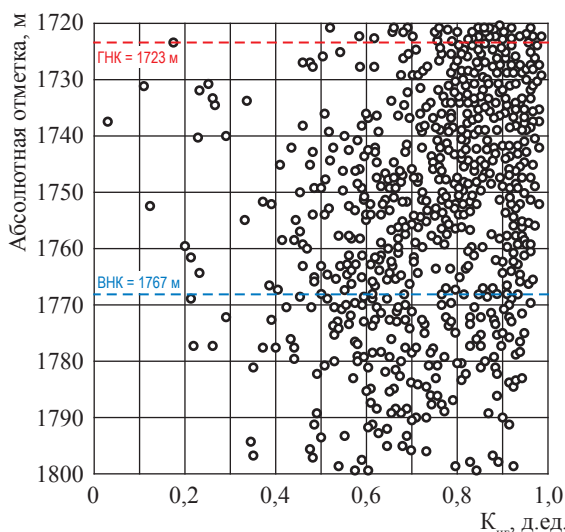


Рис. 2. Распределение значений $K_{пр}$ (по данным БК) по глубине в районе ВНК и ГНК по скважинам Основной залежи ОНГКМ (Западный участок)

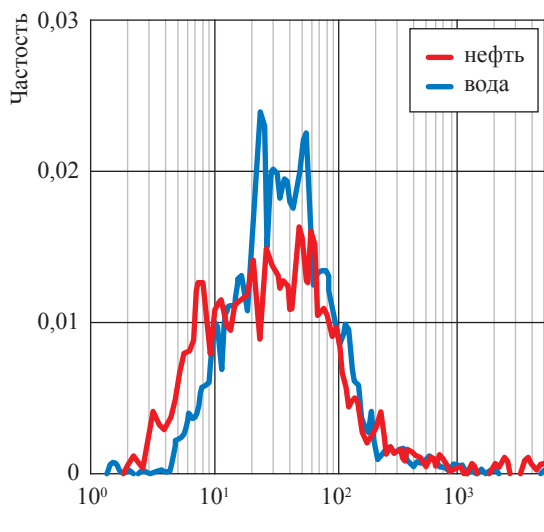


Рис. 3. Распределение УЭС по БК в нефтяной и водной частях залежи

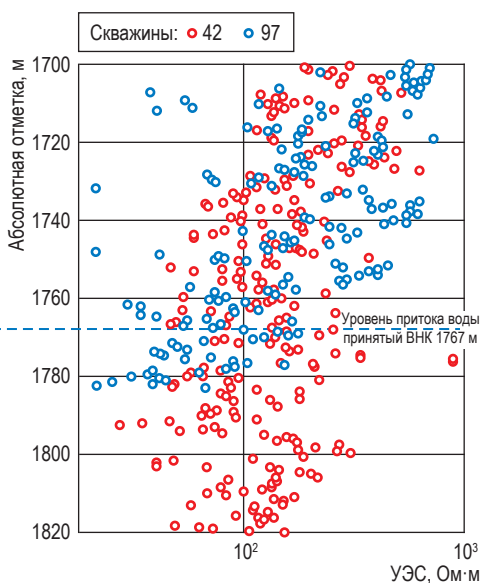
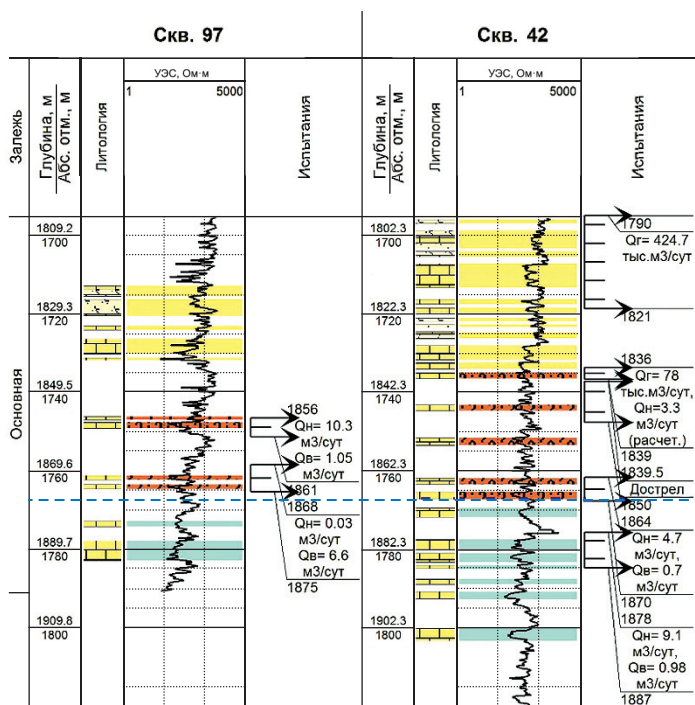


Рис. 4. Анализ УЭС пород по данным БК и результатов опробования в продуктивной и водонасыщенной частях разреза в скв. 42, 97 ОНГКМ:

Q_g, Q_n, Q_v – дебиты газа, нефти, воды соответственно

контактов в разрезах по двум разведочным скв. 42, 97 (ВНК –1767 м; доверительный интервал +20 (нефть)...–7 (вода) м). Это связано с тем, что для обоснования положений ГНК, ГВК (газоводяной контакт) и ВНК используют

в таких случаях принцип усреднения контактов, установленных в отдельных скважинах. Так, например, Основная и Среднекаменноугольная залежи ОНГКМ суммарной площадью свыше 1 млрд м² разбурены более чем пятью



Рис. 5. Распределение данных БК об УЭС в нефтяной и водяной частях Основной залежи ОНГКМ, полученных для разведочных скв. 42 и 97

сотнями скважин. По опробованию вода получена из трех скважин – скв. 8, 42 и 97 – с отметками кровли пласта коллектора соответственно 1651,4; 1384,3; 1503,3 м. Очевидно, что данных опробования недостаточно для точного определения положения ВНК. Неизбежно доверительный интервал увеличивается, т.е. закладывается большая неопределенность гидродинамической модели месторождения. Распределения значений УЭС коллекторов в скв. 42, 97 в интервалах преимущественного притока нефти и/или воды практически совпадают за исключением мало заметного превышения модальных сопротивлений выше ВНК (рис. 5).

Однако использование специальных алгоритмов статистической обработки исходного набора функционально связанных с характером насыщения данных ГИС (БК, реализующего потенциальную схему измерений) позволяет решать эту задачу с большей достоверностью, установить и обосновать положение межфлюидальных контактов в пределах доверительного интервала $\pm (3...4)$ м. В большинстве случаев правомерно допустить случайный характер изменения неоднородностей насыщения и трещиноватости в интервалах разреза выше и ниже ВНК, ГНК, ГВК и распределения ошибок определения характера насыщения (УЭС) в скважинах в соответствии с распределением вероятностей Гаусса [1]. С учетом этого допущения приемы статистической обработки позволяют определить статистически наиболее вероятный вариант решения задачи определения межфлюидальных контактов по данным ГИС в имеющихся условиях.

Метод направленного суммирования геофизического параметра

Метод Е.В. Лигуса [2] основан на универсальных принципах выделения аномалий на фоне помех. Результат настраивается по данным опробования, выполненного в интервалах выше и ниже ВНК. Применение метода позволяет минимизировать влияние литологических факторов на геофизические параметры.

По выборке скважин, вертикальных и субвертикальных (490 шт.), проведено направленное параллельно горизонту суммирование углового параметра β , полученного путем фазовой обработки парного сопоставления параметров, которые отражают изменение нефте(водо)насыщенности (УЭС) и пористости (K_n , д.ед.) разреза. Такой метод позволяет исключить влияние литологических факторов на геофизические параметры, что актуально применительно к сложным карбонатным коллекторам.

В пределах каждого горизонтального 2-метрового сечения залежи находятся средневзвешенные значения УЭС и K_n . Далее вычисляется параметр β :

$$\beta = \arctg \left(\frac{\lg \text{УЭС} - \lg \rho_1}{K_n - \alpha_1} \right) + \varphi, \quad (1)$$

где ρ_1 и α_1 – координаты полюса; φ – угол наклона оси полярных координат, отмечающий уровень, ниже которого отсутствует подвижная нефть, но могут быть получены притоки чистой воды, воды с пленкой нефти. В этой зоне могут присутствовать остаточная нефть,

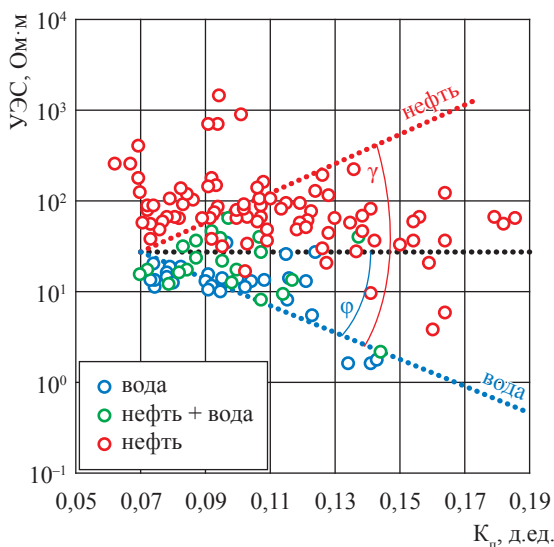


Рис. 6. Зависимость УЭС (по данным БК) в интервалах опробования коллекторов от пористости и результатов опробования по Основной залежи ОНГКМ: γ – угол наклона границы переходной зоны

обусловленная расформированием залежи, или следы нефти в результате ее миграции.

Далее построена зависимость параметра β от абсолютной отметки глубины залегания коллектора нефтяной залежи. Полученная кривая отражает изменение нефте(водо)насыщенности по высоте нефтяной залежи. Руководствуясь классической моделью строения залежи, по характерным точкам на кривой выделяли зоны залежи. Предварительно в интервалах опробования был построен график изменения УЭС коллекторов, попавших в интервалы опробования, в зависимости от пористости (рис. 6). Для разделения пластов с характером насыщения «нефть», «нефть + вода», «вода» построены две линии регрессии вида: $\lg УЭС = aK_p + b$ – ось полярных координат. На пересечении этих разделяющих прямых найдена точка, принимаемая за полюс полярных координат.

Затем для всех скважин залежи найдены средние значения β в каждом интервале. В итоге построен график зависимости β от абсолютной глубины по 487 субвертикальным скважинам (рис. 7), на котором выделена переходная зона между Основной и Среднекаменноугольной залежами Оренбургского НГКМ.

Отметив на графике (см. рис. 7) значения ϕ и γ , соответствующие критическим значениям K_p , получаем оценку глубин границ переходной зоны (минус 1744 м

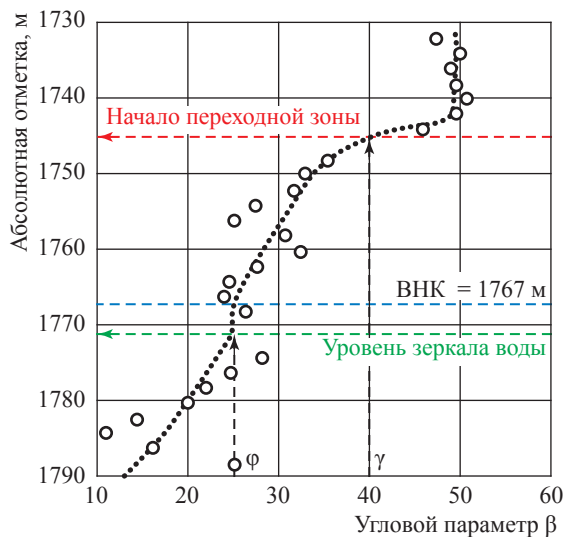


Рис. 7. Выделение переходной зоны между Основной и Среднекаменноугольной залежами ОНГКМ

и минус 1771 м – уровень зеркала воды). ВНК следует определять в этом диапазоне. В интервале $-1764 \dots -1771$ м параметр β практически не изменяется, коэффициент нефтенасыщенности стремится к коэффициенту остаточной водонасыщенности. ВНК принят на уровне минус 1767 м.

Метод «умного» осреднения

При определении положения межфлюидальных контактов может быть использован и иной математический подход, получивший название «умного» осреднения (УО) [3, 4]. Кривые параметра ГИС могут быть подвергнуты многократной статистической фильтрации в некотором окне переменного положения (но обязательно включающем усредняемое значение). Положение и размер окна осреднения определяются по критерию наименьшего среднеквадратического отклонения (σ) попавших в окно значений. В процессе осреднения следует воздержаться от использования весовых функций, поскольку их применение препятствует сглаживанию величин в пределах выделяемого пласта. Таким образом, необходимо опробовать окна нескольких размеров с разными сдвигами, для того чтобы определить оптимальный размер и положение окна на основе выбранного критерия.

На рис. 8 показано положение трех различных окон осреднения в процессе проведения

УО. Каждое окно включает n значений a_i , где $i \in \{1, \dots, n\}$, усредняемого параметра A .

Обозначим исходное значение параметра A через a_i^* . Для каждого из трех окон рассчитывается σ . Математическое ожидание \bar{a} , соответствующее минимальному значению σ , заменяет исходное значение a_i^* . Формула выбора \bar{a} может быть записана следующим образом:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{a} - a_i)^2}{n}} \rightarrow \min. \quad (2)$$

На выходе получаем квазипластовую модель, описываемую скачкообразным изменением параметра A , детальность которой зависит от набора длин используемых статистических фильтров (размеров окон осреднения).

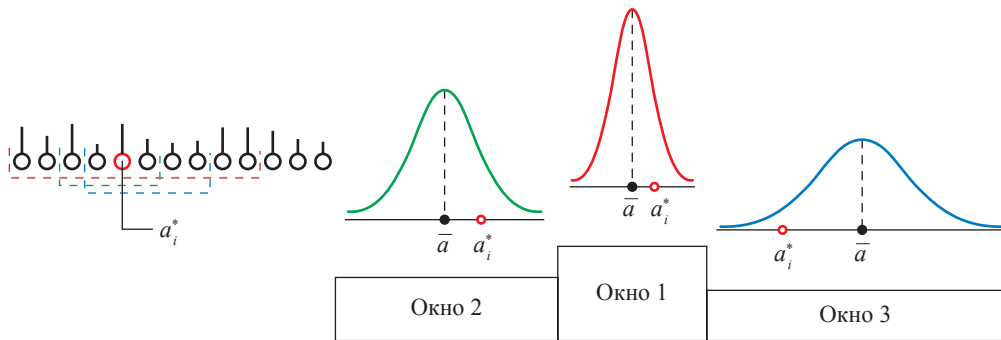


Рис. 8. Упрощенная схема процесса оптимизации осреднения

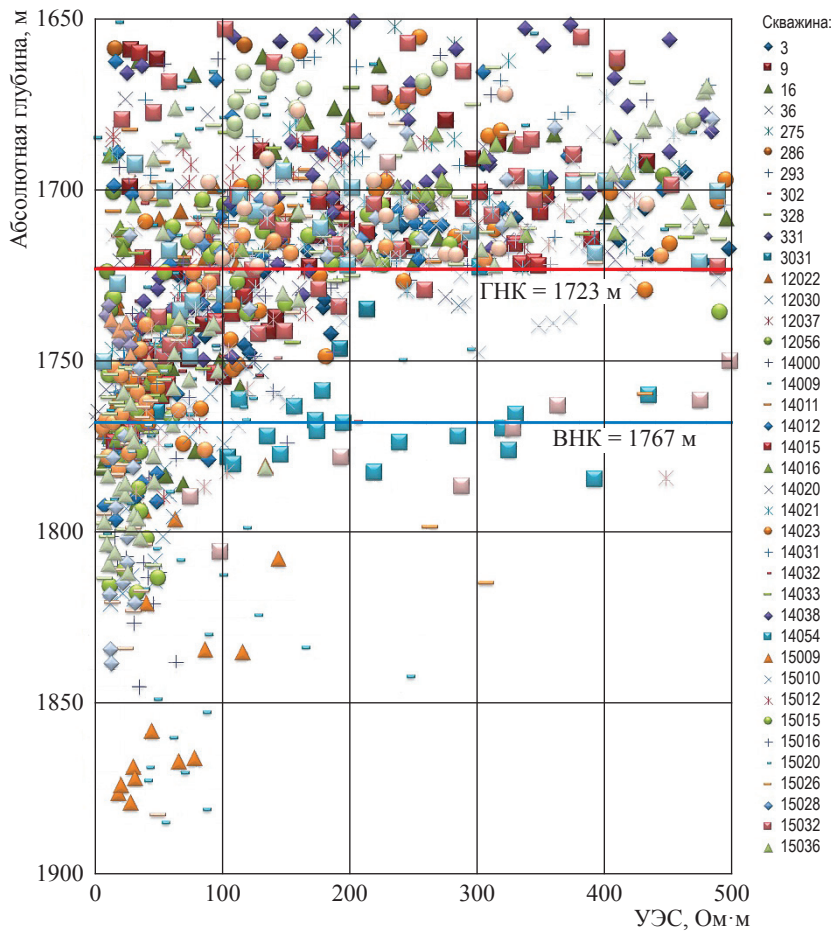


Рис. 9. Исходные данные БК в пределах Основной и Среднекаменноугольной залежей ОНГКМ

Таким образом, «скачок» значений параметра, связанный с наличием флюидального контакта, может быть выявлен и уточнен путем выбора оптимального размера усредняющего окна. В соответствии с геологическим строением залежи можно выделить от двух до трех таких «аномалий» в зависимости от количества межфлюидальных контактов.

Этот подход имеет следующие преимущества:

- можно непосредственно использовать кривые ГИС, минуя этап промежуточной обработки;
- получаемый результат определяется фиксированным набором окон различной длины, что повышает математическую корректность выявления зоны контакта.

В соответствии с принятыми допущениями проведен математико-статистический анализ массива данных БК в пределах Основной и Среднекаменноугольной залежей ОНГКМ (рис. 9). Общее число скважин – 61. По результатам тестирования окон, размер которых задавался с учетом мощности продуктивной толщи залежи, выбрано окно осреднения размером 150 отсчетов (15 м). Число итераций 10. Результат статистической обработки данных БК с использованием алгоритма УО показан на рис. 10. Группы близких значений УЭС заменены их средними значениями. Скачкообразные аномалии параметра, связанные с положениями ГНК на абсолютной отметке минус 1723 м и ВНК на отметке минус 1767 м, выделяются уверенно.

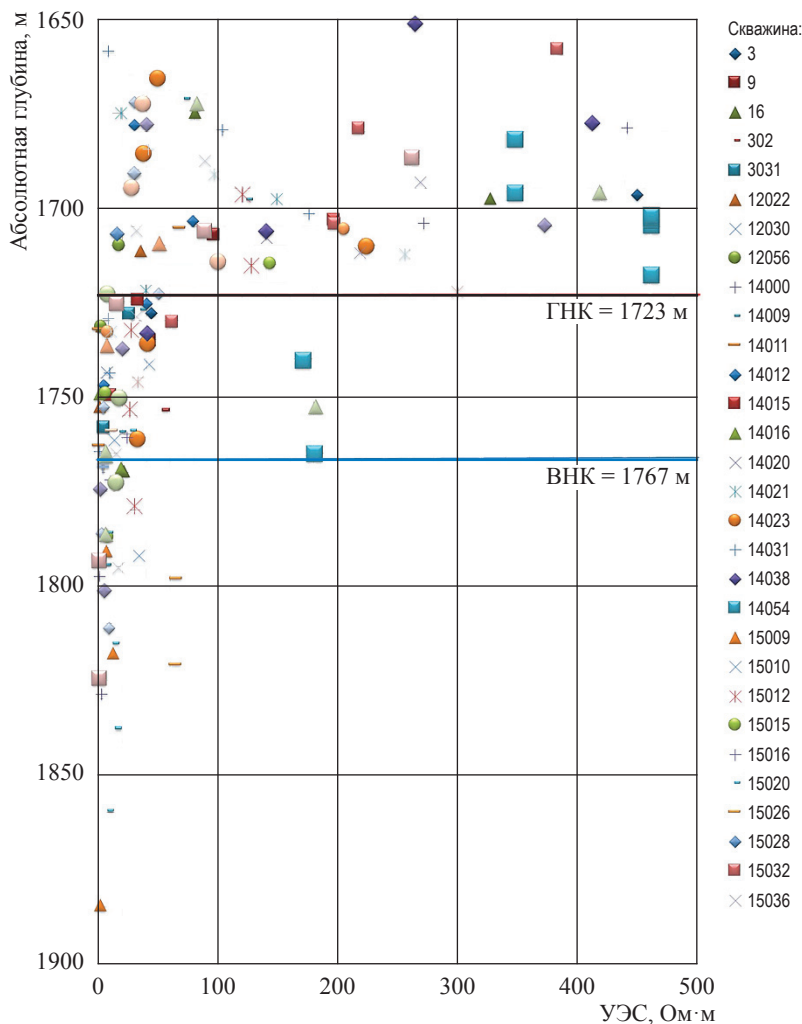


Рис. 10. Определение положения ГНК, ВНК методом УО: результат обработки данных БК в пределах Основной и Среднекаменноугольной залежей ОНГКМ

Таким образом, разработан метод определения сложных флюидальных контактов в условиях существенной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств разреза. В основе технологии лежит статистическая обработка данных ГИС на базе метода УО. Внедрение технологии позволит повысить технико-экономическую эффективность доразведки сложных месторождений ПАО «Газпром».

В рамках разработанной технологии опробованы специальные программные средства. Метод успешно апробирован при уточнении положения межфлюидальных контактов ОНГКМ.

Список литературы

1. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г.Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987. – 221 с.
2. Лигус Е.В. Определение ВНК залежи методом направленного суммирования геофизических параметров / Е.В. Лигус // Методы освоения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса: сб. науч. тр. – Тюмень: МГ РСФСР: ЗапСибНИГНИ, 1985. – Вып. 65. – С. 12–14.
3. Крылов Д.Н. Технология выбора детальности параметрической модели в зависимости от поставленной интерпретационной задачи / Д.Н. Крылов, Л.А. Наумова // Геофизика. – 2014. – № 2. – С. 15–19.
4. Крылов Д.Н. К вопросу о достижении наиболее достоверного результата инверсии в условиях присутствия помех и ограниченной разрешенности геофизических данных / Д.Н. Крылов, М.С. Кучеря, Л.А. Наумова // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 69–78.

Determination of inter-fluidal contacts in a deposit using adaptive filters for well logs from complex reservoirs (a case of Srednekamennougolnaya deposit at Orenburg oil-gas-condensate field)

S.Yu. Romashchenko^{1*}, D.N. Krylov^{1*}, Ye.Ye. Polyakov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Some geological and technical factors can seriously trouble a task of accurate positioning of inter-fluidal contacts at hydrocarbon fields. Nevertheless, to calculate reserves of field hydrocarbons one needs maximally reliable substantiation of gas-oil, gas-water, and water-oil contacts locations. Commonly, for this purpose singular well tests at the field are estimated, but this method does not always work. Applied algorithms for statistical processing of initial well logging data arrays give more valid results.

Via an example of Srednekamennougolnaya deposit of Orenburg gas-condensate field, this article demonstrates a special technique for indication of the complicated water-oil and gas-oil contacts. This statistical data processing technique is based on a smart averaging algorithm. Implementation of the named method is going to improve feasibility of additional prospecting of Gazprom's fields and validity of hydrocarbon reserves estimations.

Key words: log data, fluidal contacts, smart averaging, interpretation reliability.

References

1. GOGONENKOV, G.N. *Studying detailed structure of sedimentary stratum using seismic measurements* [Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
2. LIGUS, Ye.V. Determination of a deposit water-oil contact using a method of directional summation of geophysical parameters [Определение ВНК залежи методом направленного суммирования геофизических параметров]. *Methods for development of Western-Siberian oil-gas complex* [Методы освоения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса]: collected sci. papers. Tyumen: Ministry of Geology of RSFSR, ZapSibNIGNI, 1985, is. 65, pp. 12–14. (Russ.).
3. KRYLOV, D.N., L.A. NAUMOVA. Technique for selecting degree of detail for a parametric model depending on a set interpretation task [Технология выбора детальности параметрической модели в зависимости от поставленной интерпретационной задачи]. *Геофизика*. 2014, no. 2, pp. 15–19. ISSN 1681-4568. (Russ.).
4. KRYLOV, D.N., M.S. KUCHERYA, L.A. NAUMOVA. On achievement of the most valid result of inversion in presence of noises and in conditions of limited resolution of geophysical data [К вопросу о достижении наиболее достоверного результата инверсии в условиях присутствия помех и ограниченной разрешенности геофизических данных]. *Геология Нефти и Газа*. 2012, no. 2, pp. 69–78. ISSN 0016-7894. (Russ.).