

## ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МОСКОВСКОГО И БАШКИРСКОГО ЯРУСОВ МАРКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н. В. Демушкина, М. П. Демушкин  
(ОАО "СевКавНИПИгаз")

При разработке методики интерпретации данных геофизических исследований скважин одним из наиболее важных этапов является обоснование достоверных петрофизических зависимостей.

Одним из наиболее важных этапов при разработке методики интерпретации данных геофизических исследований скважин является обоснование достоверных петрофизических зависимостей.

Substantiation of authentic petro-physical reliances is one of the most important stages of the development of methods of interpreting the data of geo-physical researches.

Дифференциальные кривые распределения массового содержания песчаного, алевролитового, глинистого и карбонатного компонентов ( $C_{\text{песч.ал.гл.карб.}}$ ), определенных по керну в коллекторах московского

и башкирского ярусов. Кроме того, в породах каширского и верейского горизонтов присутствуют продуктивные органогенные известняки порового типа, имеющие малую эффективную толщину.

Эта задача актуальна для коллекторов московского и башкирского ярусов среднего карбона Марковского месторождения.

Марковское газоконденсатное месторождение находится в Тарасовском районе Ростовской области. Юго-восточная часть месторождения расположена на территории Украины. В геологическом строении площади принимают участие породы от докембрия до четвертичных.

В отложениях среднего карбона выделяются московский и башкирский ярусы, представленные подольским, каширским, верейским (московский ярус), мелекесским и черемшанским (башкирский ярус) горизонтами, залегающими на глубинах от 400 до 1700 м.

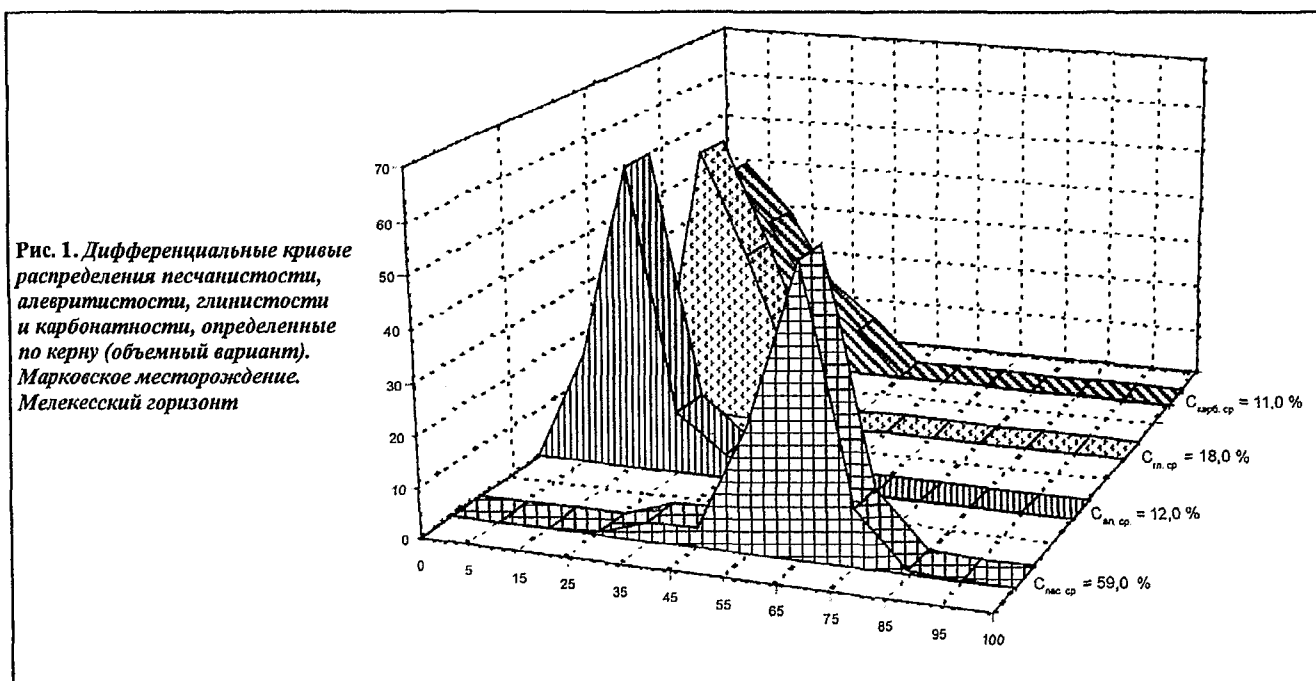
Изучаемые коллекторы — преимущественно песчано-алевритовые породы с содержанием глинистого и карбонатного цемента. На рис. 1, 2 приведены диф-

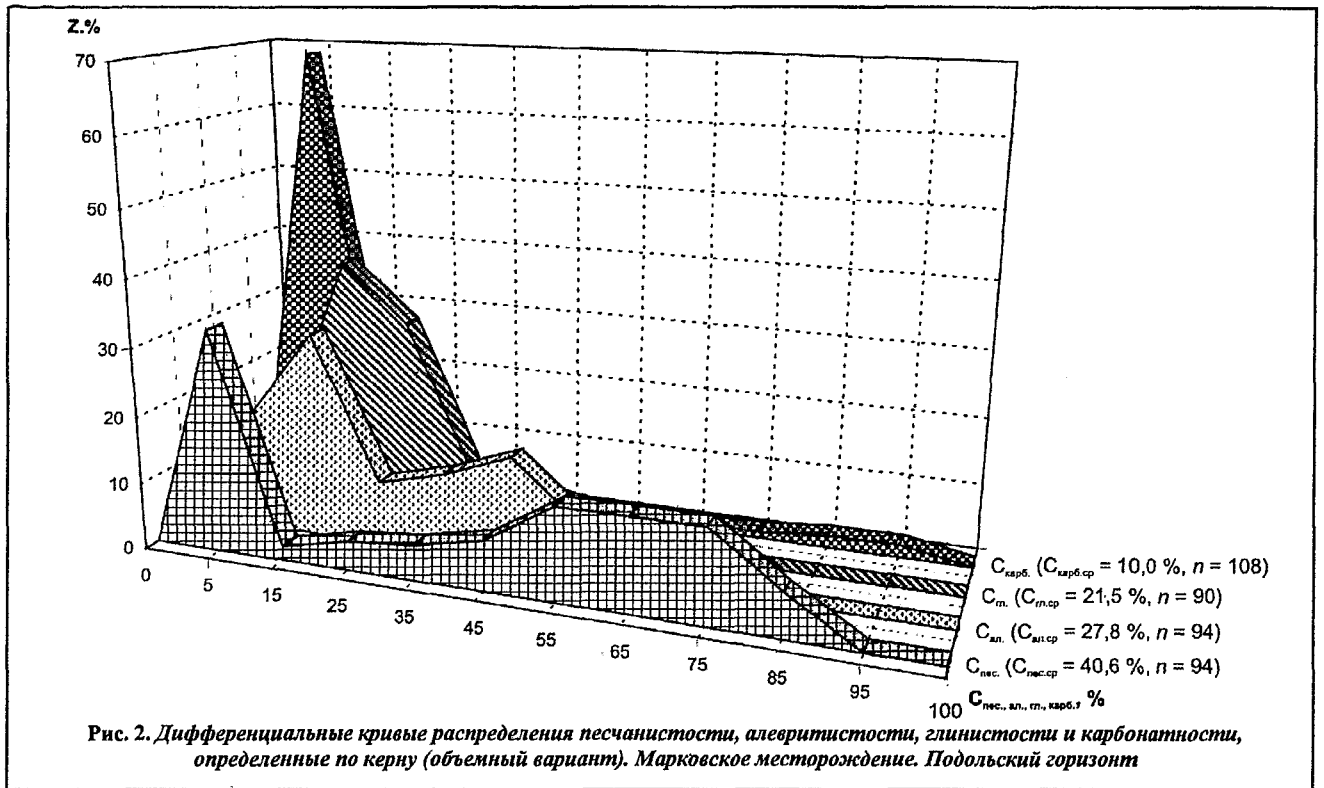
ференциальные кривые распределения массового содержания песчаного, алевролитового, глинистого и карбонатного компонентов ( $C_{\text{песч.ал.гл.карб.}}$ ), определенных по керну в коллекторах московского и башкирского ярусов. Кроме того, в породах каширского и верейского горизонтов присутствуют продуктивные органогенные известняки порового типа, имеющие малую эффективную толщину.

Характерной особенностью данных отложений является значительное количество коллекторов толщиной менее 1 м.

Наличие в пластах московского и башкирского ярусов карбонатного и глинистого материалов, двухфазной насыщенности коллекторов и значительного числа коллекторов толщиной менее 1 м позволяет отнести их к сложным коллекторам.

До последнего времени при изучении коллекторов среднего карбона отсутствовали описание структуры порового пространства, определение коэффициента пористости, параметра пористости, интервального времени пробега упругой волны в условиях, моделирующих пластовые, а также отсутствовало определе-





ние относительной фазовой проницаемости и критической водонасыщенности, естественной радиоактивности пород.

Приведенные выше петрофизические исследования на образцах керна, а также определения коэффициентов проницаемости, пористости, карбонатности, гранулометрии, плотности, остаточной водонасыщенности выполнялись во ВНИГНИ (В.И. Петерсилье), Южгеологии и УкрНИИгазе.

Анализ шлифов, выполненных из образцов керна московского и башкирского ярусов, показал, что в изучаемых песчаниках присутствуют как первичные, так и вторичные поры, соединяющиеся между собой межзерновыми каналами. Вторичная пористость образуется за счет выщелачивания карбонатов кальция и перекристаллизации зерен, диагенетического уплотнения. В шлифах часто наблюдаются минеральные микротрещины. Поровое пространство известняков каширского и верейского горизонтов представлено в основном вторичными пустотами выщелачивания, образование которых связано с полным или частичным растворением обломков известковых органических остатков и других форменных образований агрегата карбонатных зерен. В шлифах часто наблюдаются микротрещины.

Коэффициент открытой пористости определяли во ВНИГНИ методом жидкостенасыщения в соответствии с ГОСТ 26450.1—85. Определение коэффициента абсолютной проницаемости проводили при стационарной и нестационарной фильтрации по ГОСТ 26450.2—85. Для оценки коэффициента остаточной водонасыщенности были проведены капилляриметрические исследования, определены удельные элек-

трические сопротивления и рассчитан коэффициент увеличения сопротивления ( $P_n$ ).

Измерения удельного электрического сопротивления, пористости и интервального времени в барических условиях для построения связей  $P_n = f(K_n)$ ,  $\Delta t = f(K_n)$  проводили в камере высокого давления.

Для измерения естественной радиоактивности образцов во ВНИГНИ использовался модернизированный радиометр NR-420. Расчет интегральной радиоактивности образца проводили путем сопоставления с эталоном известной радиоактивности и массы с учетом фоновых значений.

Определение коэффициента общей карбонатности выполняли объемным способом.

Коэффициент остаточной газонасыщенности (содержание в поровом пространстве газонасыщенной породы-коллектора заземленного газа после окончания процесса вытеснения газа водой) моделировали на установке ВНИГНИ и определяли по формуле\*:

$$K_{ог} = \frac{M_3 - M_2}{M_3 - M_1} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $M_1$  — масса сухого образца;

$M_2$  — масса образца после окончания процесса вытеснения;

$M_3$  — масса предельно насыщенного моделью пластовой воды образца.

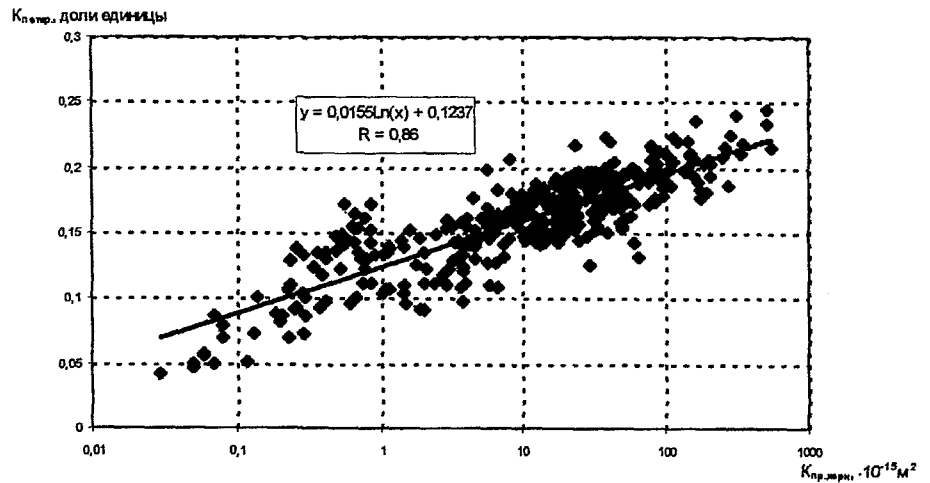
\* Лабораторные исследования керна продуктивных отложений среднего карбона для разработки петрофизического обеспечения результатов ГИС и обоснования подсчетных параметров Марковского месторождения: Отчет по договору № 410. — Отв. исполнитель В. И. Петерсилье. — М.: ВНИГНИ, 1996.

Выполненные петрофизические исследования легли в основу построения зависимостей типа "кern — kern" и "кern — ГИС".

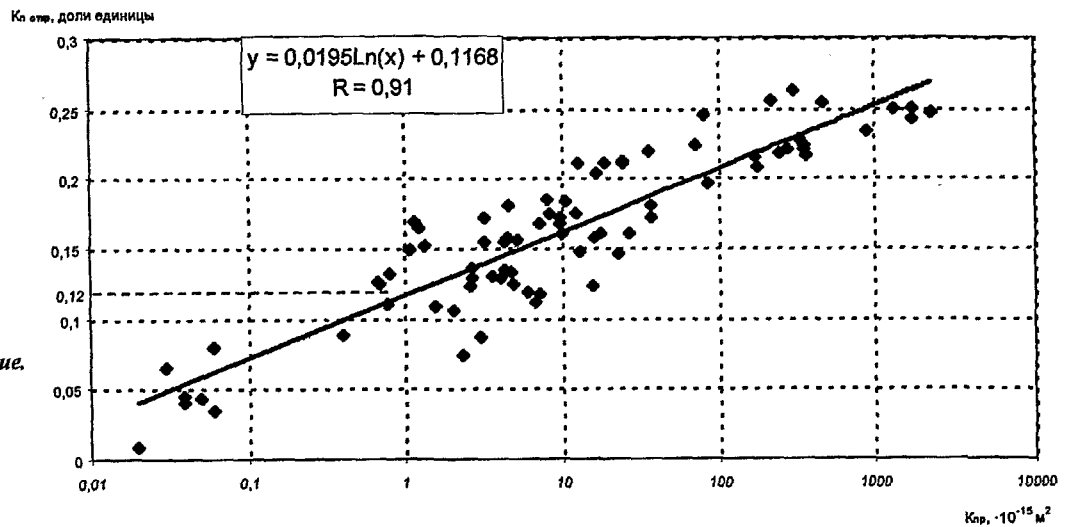
Ниже приводятся лишь некоторые из многочленных парных связей, построенных с использованием

представительной выборки образцов керна на Марковском месторождении. Установлено, что терригенные коллекторы среднего девона характеризуются  $K_{пр} > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Следовательно, как видно из рис. 3—6,  $K_{п кр} = 0,117; 0,125; K_{во кр} \sim 0,5$  и  $0,39$  соответ-

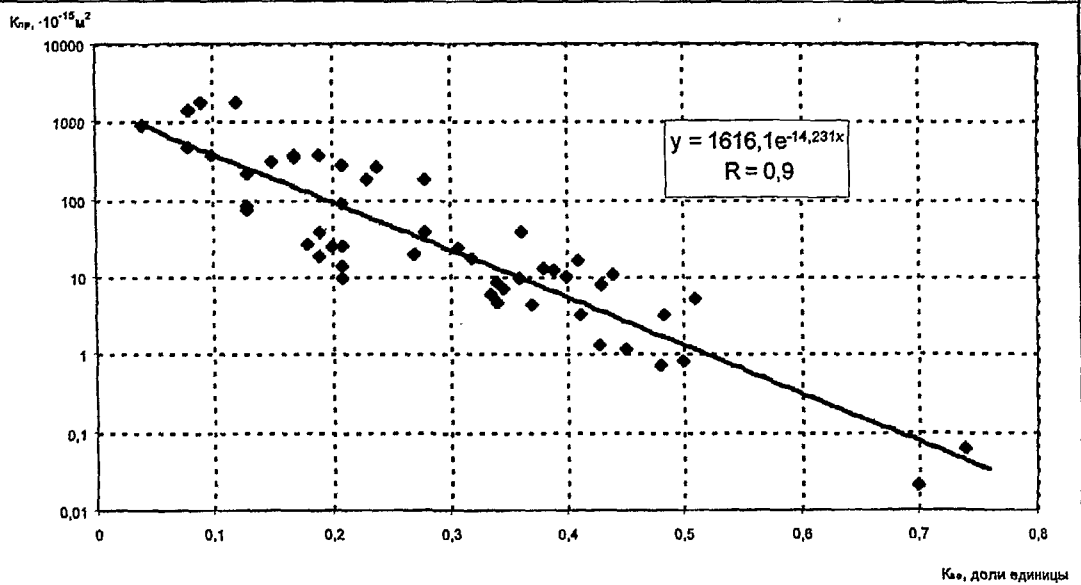
**Рис. 3.** Составление коэффициентов открытой пористости ( $K_{п \text{ откр}}$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ), определенных по керну. Марковское месторождение. Мелекесские отложения



**Рис. 4.** Сопоставление коэффициентов проницаемости ( $K_{пр}$ ) и открытой пористости ( $K_{п \text{ откр}}$ ), определенных по керну. Марковское месторождение. Подольский горизонт



**Рис. 5.** Сопоставление коэффициентов остаточной водонасыщенности ( $K_{то}$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ), определенных по керну. Марковское месторождение. Подольский горизонт



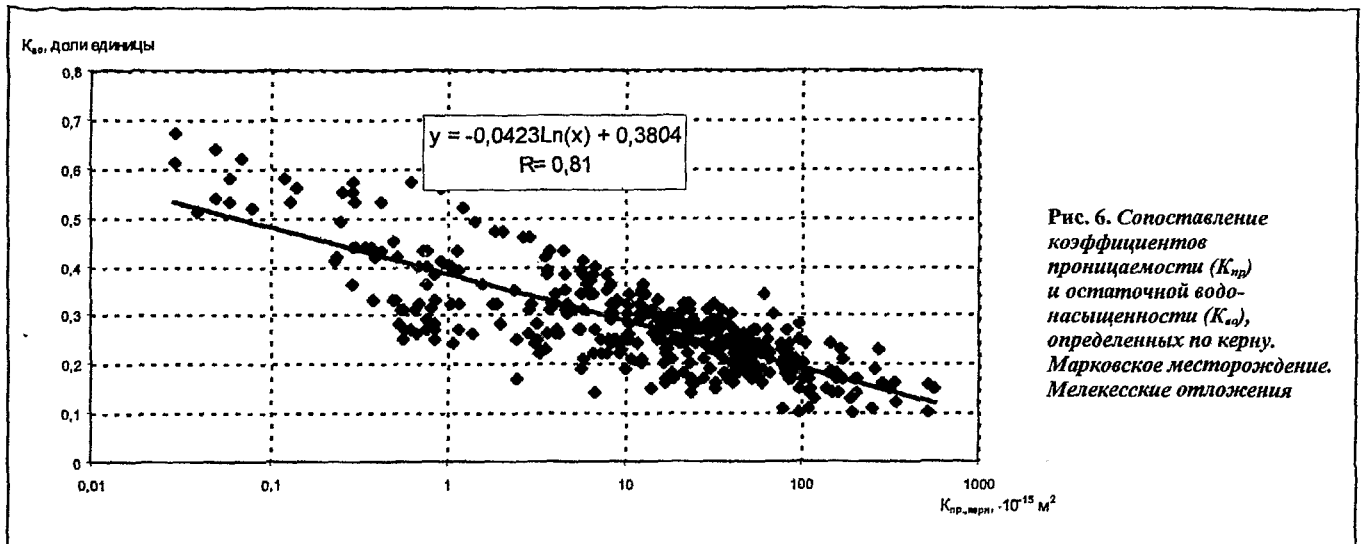


Рис. 6. Сопоставление коэффициентов проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{ва}$ ), определенных по керну. Марковское месторождение. Мелекесские отложения

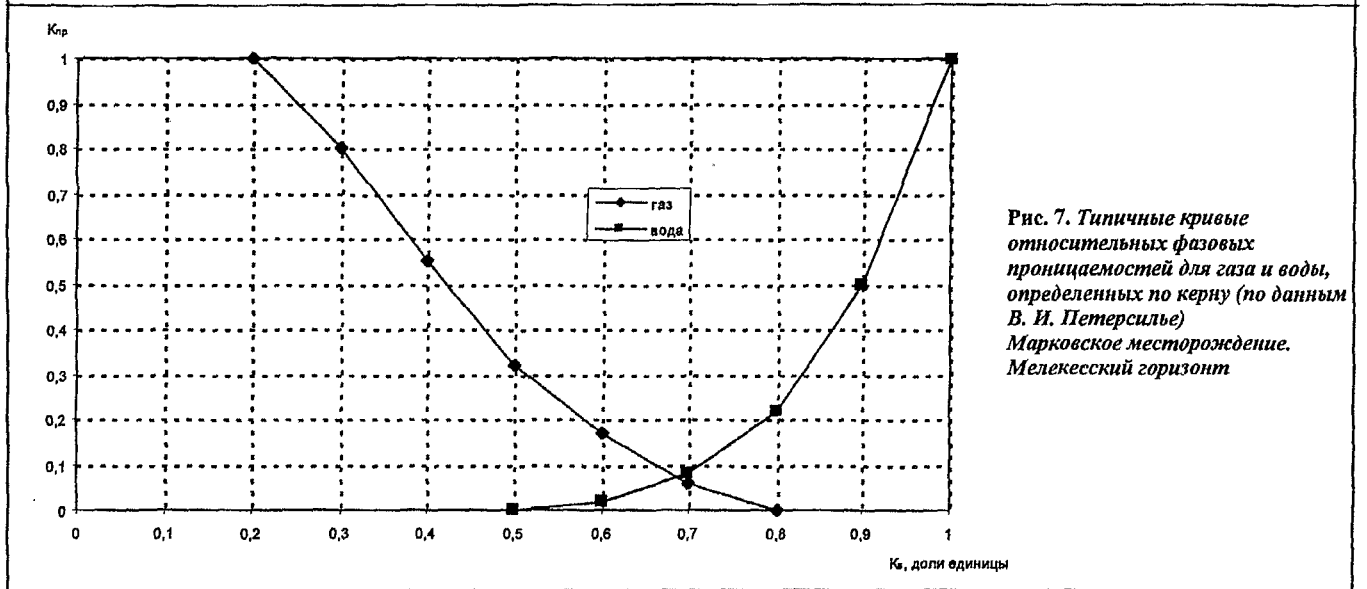


Рис. 7. Типичные кривые относительных фазовых проницаемостей для газа и воды, определенных по керну (по данным В. И. Петерсилье) Марковское месторождение. Мелекесский горизонт

венно для подольского и мелекесского горизонтов.

С целью определения коэффициентов пористости и водонасыщенности по данным анализов керна построены зависимости  $P_n = f(K_n)$ ,  $P_n = f(K_b)$  и  $\Delta t = f(K_n)$  в условиях, моделирующих пластовые, аппроксимируемые зависимостями:  $P_n = 1,45/K_n^{1,55}$ ,  $P_n = 0,62/K_n^{2,15}$ ,  $P_n = 1/K_b^{1,73}$ ,  $P_n/K_b^{1,91}$ ,  $\Delta t = 7,43K_n + 154,7$  соответственно для подольского и мелекесского горизонтов.

Для оценки характера насыщения по данным электрического каротажа была использована информация о критической водонасыщенности ( $K_b^*$ ), соответствующей безводному притоку газа. По данным капилляриметрических исследований во ВНИГНИ были построены кривые относительных фазовых проницаемостей в системе газ — вода, по которым с учетом уравнения движения фаз в многофазном потоке были определены значения критической водонасыщенности ( $K_b^*$ ).

На рис. 7, 8 для терригенных отложений среднего карбона подольского и мелекесского горизонтов при-

ведены типичные расчетные кривые относительных проницаемостей для воды и газа.

Для нахождения критических значений водонасыщенности использовали уравнение движения фаз в многофазном потоке, устанавливающее зависимость доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемостей (Д. Амикс и др., 1962):

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{K_{пр,отг} \cdot \mu_v}{K_{пр,отв} \cdot \mu_g}}, \quad (2)$$

где  $f_v$  — доля воды в продукции ( $f_v = 0,01$  на уровне ГВК);

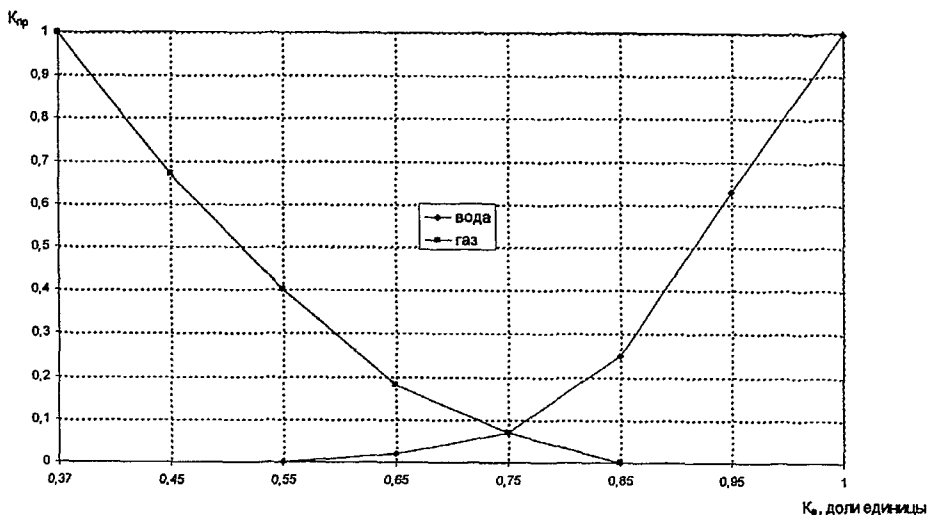
$\mu_v$  — вязкость воды в пластовых условиях, сП;

$\mu_g$  — вязкость газа в пластовых условиях, сП.

Вязкость газа в пластовых условиях для изучаемых отложений составляет 0,0125 сП, для воды — 0,85 сП при минерализации 70 г/л и 0,78 сП при минерализации 105 г/л.

Подставив в выражение (2) значения вязкостей воды и газа, а также  $f_v = 0,01$ , получили отношение фазовых проницаемостей по нефти и воде. По этой

Рис. 8. Типичные кривые относительных фазовых проницаемостей, определенных по керну. Марковское месторождение. Подольский горизонт. (По данным В. И. Петерсилье)



величине на кривых относительной фазовой проницаемости найдено значение  $K_{в*}$ , определяющее границу максимальной водонасыщенности, до которой возможен безводный приток газа. Как видно из рис. 7, 8,  $K_{в*}$  для подольского и мелекесского горизонтов составляет соответственно 0,55 и 0,5.

Выполненные исследования позволили получить детальные петрофизические зависимости, являющиеся основой методики интерпретации данных ГИС коллекторов среднего карбона Марковского месторождения.

## РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.244.4.06

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТИ И ГАЗА, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ВЫНОСА ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ПРИ ТУРБУЛЕНТНОМ РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ И СОВПАДЕНИИ ОСЕЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И СКВАЖИНЫ

Н. А. Гукасов, В. М. Плотников

(РГУ нефти и газа, Пермский филиал ВНИИБТ ОАО НПО "Буровая техника")

Принцип решения задачи заключается в сопоставлении скорости оседания выбуренной породы  $v_s$  со средней скоростью движения жидкости в затрубном пространстве.

Определению  $v_s$  при оседании выбуренной частицы в глинистом растворе посвящены работы проф. Р.И. Шищенко [1, 2], согласно которым искомая скорость находится методом последовательных приближений, что создает определенные трудности в практических расчетах.

Обработав результаты экспериментальных исследований, приведенных в работах [1, 2], методом теории подобия и размерностей, получим выражение для  $v_s$ , рекомендуемое при турбулентном обтекании частицы [3]:

$$v_s^* = 0,808 - 1,5202 \left( \frac{\mu}{d_T \Delta \rho \sqrt{g d_T}} - 0,005 \right)^{0,44633}, \quad (1)$$

где  $v_s^* = \frac{v_s}{\sqrt{g d_T}}$ ,  
 $d_T$  — диаметр выбуренной частицы;  
 $\mu$  — коэффициент динамической вязкости жидкости;  
 $\Delta \rho = \rho_T - \rho$ ,  $\rho_T$  и  $\rho$  — плотности соответственно частицы и жидкости.

Согласно формуле Цейдлера [4],

$$v_s = a \left( \frac{4}{3} \right)^m \frac{d_T^{3m-1} (\gamma_T - \gamma_{ж})^m g^{1-m}}{\mu_{ж}^{2m-1} \gamma_{ж}^{1-m}}. \quad (2)$$