

спективных зон нефтегазоаккумуляции или даже отдельных их частей. Для этого в трех более вероятных (Омско-Сафоновской, Сояновской и Мезенско-Олеминой), а также в двух менее вероятных (например, Вожгорской и Блогоевской) прогнозируемых зонах нефтегазоаккумуляции необходимо провести поисковые сейсмические работы по редкой сети профилей вкрест их простирания, установить осевые линии структурных зон, отработать вдоль осевых линий продольные один—три профиля, определить участки локальных структур и выполнить детализацию наиболее крупных из них. В каждой зоне на наиболее крупной структуре нужно пробурить поисковые скважины, которые могут открыть первые залежи углеводородов или позволят уточнить прогноз, подтвердив его, либо сделать вывод о резком снижении вероятности открытия здесь промышленных месторождений. После открытия первого промышленного месторождения нефти или газа можно скорректировать объемы работ и уточнить их направления, например, на пририфтовых блоках, внутри рифтов или в отложениях над рифтами, а может быть, и внутри межрифтовых блоков на эрозионных или приразломных конседиментационных структурах.

Таким образом, для Мезенской синеклизы оптимальным вариантом могут быть только целенаправленные поисковые работы в нескольких наиболее перспективных зонах. В случае отрицательного результата объемы геофизических и буровых работ необходимо минимизировать, но завершить обработку еще двух—трех объектов. Эти результаты в сумме

позволят дать объективную геологическую, геолого-экономическую оценки потенциальных ресурсов УВ Мезенской синеклизы и сделать окончательное заключение о целесообразности продолжения региональных, поисковых, а в случае удачи и разведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астафьев Д.А. Генетическое единство и индивидуальные особенности строения осадочных бассейнов неогена // *Материалы XXXIV Тектонического совещания (30 января—3 февраля 2001 г.)* — М.: ГЕОС, 2001. — Т. 1. — С. 14—17.
2. Астафьев Д.А. Структура осадочных бассейнов России в различных геодинамических условиях и размещение зон нефтегазоаккумуляции // *Тез. докл. науч.-практ. конф. «Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения)» (27—29 ноября 2001 г.)*. — М.: ВНИГНИ, 2001. — С. 12—14.
3. Астафьев Д.А., Шейн В.С., Алипова Н.Ю., Чагаев А.Я. Вопросы дальнейшего изучения Московской синеклизы // *Геология нефти и газа*. — 2000. — № 6. — С. 51—57.
4. Перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы / В.П. Гаврилов, А.Н. Руднев, П.И. Дворецкий, В.А. Пономарев // *Геология нефти и газа*. — 1998. — № 5. — С. 12—20.
5. Геолого-геохимические критерии прогноза газоносности древних толщ Русской платформы / В.И. Ермолкин, М.Б. Келлер, С.И. Голованова и др. — М., 1995. — 64 с. — (Обзор. информ. / ИРЦ "Газпром". Сер. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений").
6. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ. — М.: Недра, 1982. — 240 с.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 553.98.061.4

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЛОТНОСТИ ЧОКРАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОРИСТОСТИ ПОРОД ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА

И.Г. Шнурман, Г.А. Шнурман
(ООО «Кубаньгазгеофизика»)

При проведении измерений в коллекторах малой толщины возрастает роль гамма-гамма-каротажа (ГГК), сохраняющего достаточную расчленяющую способность и точность измерений. Применительно к терригенным чокракским отложениям Западно-Кубанского прогиба обоснована петрофизическая модель плотности и получены интерпретационные уравнения для оценки пористости по ГГК. Установлены шесть классов пород и отличные по минералогической плотности глины. Полученные интерпретационные уравнения повышают информативность каротажа и позволяют оценить пористость с погрешностью, не превышающей 1,5 %.

For measurements in reservoirs of low thickness will be increased role density log (DL) saving sufficient dismembering ability and exactitude of measurements. For sands Miocene formation West-Kuban sag is justified petrophysical model of density and interpretation equations for determinate of porosity on log dates. Six classes of formations and different density of matrix clay are established. Obtained interpretation equations increase reliability determinate of porosity on DL dates.

В настоящее время в пределах Западно-Кубанского прогиба основные запасы углеводородов приурочены к чокракским отложениям, представленным терригенной, преимущественно глинистой, толщей пород, в которой выделяются пачки переслаивающихся песчаников, алевролитов, карбонатов и глин. Коллекторами нефти и газа являются песчано-алевритовые, в различной степени глинистые и карбонатные, пласты.

При определении пористости пород по материалам гамма-гамма-каротажа (ГГК) используется зависимость меж-

ду объемной плотностью и пористостью. От надежности ее обоснования зависит точность оценки пористости, поскольку известно, что на плотность породы помимо пористости оказывает существенное влияние минералогический состав твердой фазы.

Учет влияния литологии обеспечивает комплексная интерпретация материалов нейтрон-нейтронного (ННК) и гамма-гамма-каротажа. Однако опыт использования подобных технологий в маломощных коллекторах показывает, что корректные результаты получают в слабоглинистых коллекторах, толщина которых превышает 2 м. Это обусловлено снижением информативности ННК в тонких прослоях. В то же время расчленяющая способность и точность измерений в маломощных пластах (2 м и менее) у ГТК гораздо выше. В этой связи петрофизическое обоснование зависимости объемной плотности от пористости, позволяющей учесть влияние литологического фактора, является актуальной задачей.

Скелетная часть чокракских пород состоит из трех основных компонентов — песчано-алевритового, карбонатного и глинистого, имеющих разную минералогическую плотность.

Песчано-алевритовый компонент представлен кварцем (65...85 %) с примесью полевых шпатов, глауконита и кремнистых пород. Согласно работам [1—4], минералогическая плотность кварца составляет $2,65 \cdot 10^3$ кг/м³, глауконита — $3,04 \cdot 10^3$ кг/м³, а полевых шпатов и кремнистых пород — примерно

$(2,3...2,6) \cdot 10^3$ кг/м³. В целом минералогическая плотность песчано-алевритового компонента, учитывая преобладание в нем кварца, не должна существенно отличаться от $2,65 \cdot 10^3$ кг/м³.

Для уточнения этого параметра по данным петрофизических исследований ядра составлена выборка образцов (322 определения) песчано-алевритовых пород с глинистостью менее 10 % и карбонатностью менее 5 % и выполнен ее статистический анализ. На рис. 1 приведено распределение минералогической плотности ($\delta_{\text{мин}}$) указанных образцов. Видно, что минералогическая плотность песчано-алевритового компонента изменяется в узком диапазоне — преимущественно от $2,64 \cdot 10^3$ до $2,68 \cdot 10^3$ кг/м³ при среднем ее значении $2,67 \cdot 10^3$ кг/м³.

Карбонатный компонент обычно представлен кальцитом с минералогической плотностью $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³ и реже — доломитом с $\delta_{\text{мин}} = 2,87 \cdot 10^3$ кг/м³. Как правило, чокракские породы характеризуются невысокой карбонатностью и лишь отдельные уплотненные прослои имеют карбонатность более 20 %.

Для оценки влияния карбонатности на минералогическую плотность пород проведен статистический анализ выборки образцов ядра с карбонатностью более 30 % (см. рис. 1). Как и следовало ожидать, карбонатность приводит к некоторому увеличению минералогической плотности образцов. Для средней карбонатности, равной 43 %, она составляет $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³,

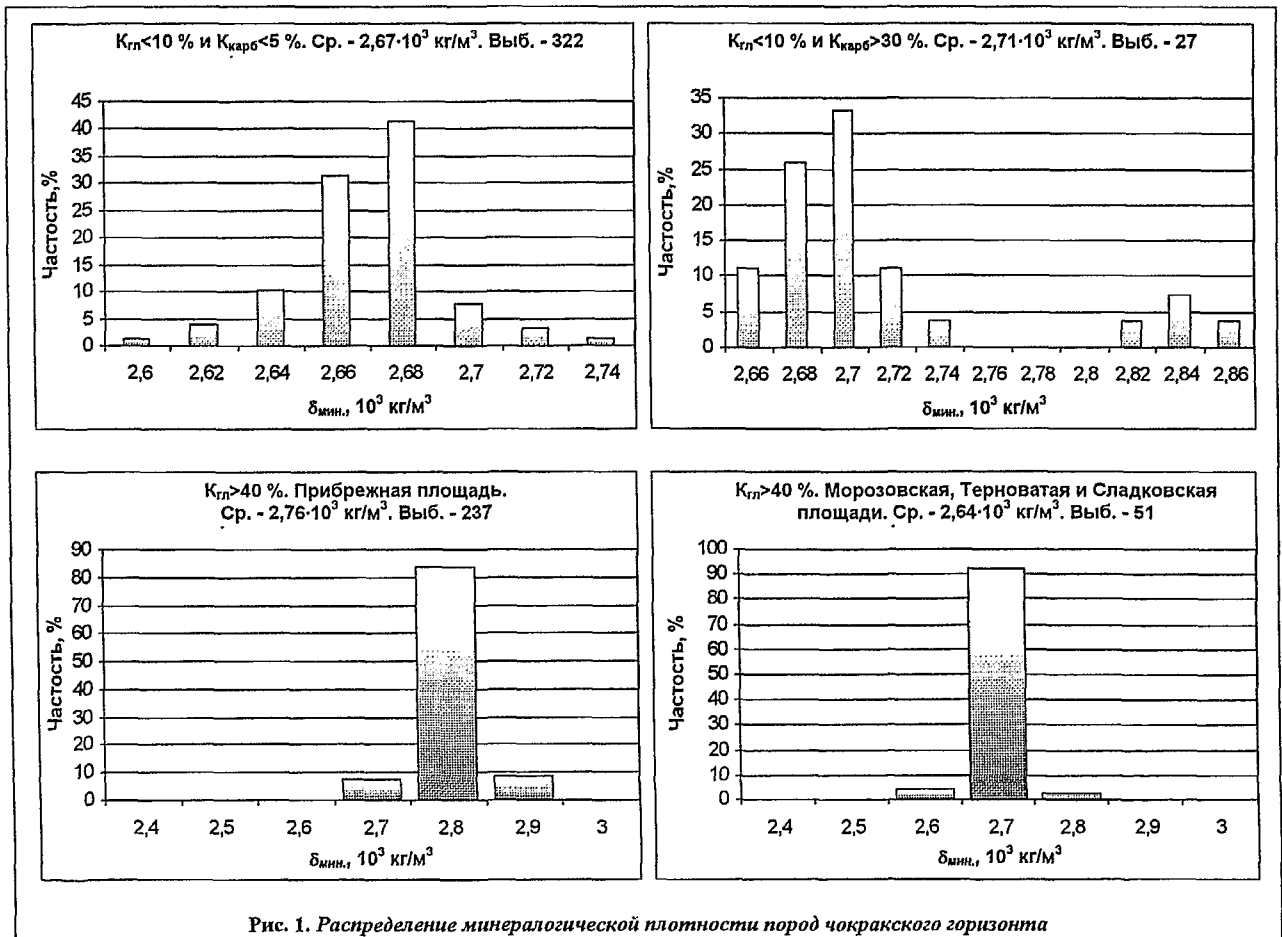


Рис. 1. Распределение минералогической плотности пород чокракского горизонта

что свидетельствует о присутствии в породах как кальцита, так и доломита.

Глинистый компонент представлен гидрослюдами, иногда с примесью монтмориллонита и глауконита. Минералогическая плотность этих минералов близка: изменяется от $2,85 \cdot 10^3$ до $3,05 \cdot 10^3$ кг/м³, в среднем составляя $2,87 \cdot 10^3$ кг/м³ и существенно превышает плотность кварца и кальцита [1—4].

Распределение минералогической плотности образцов керн с глинистостью более 40 % на Прибрежной площади хорошо согласуется со сложившимися представлениями (см. рис. 1). Минералогическая плотность здесь существенно увеличивается и составляет в среднем $2,76 \cdot 10^3$ кг/м³. Расчеты показывают, что при среднем содержании глинистого компонента в образцах 53 % его минералогическая плотность близка к $2,87 \cdot 10^3$ кг/м³.

Иная картина наблюдается на Морозовской, Терноватой и Сладковской площадях (см. рис. 1). Здесь минералогическая плотность образцов с $K_{гг} > 40$ % существенно ниже: ее среднее значение $2,64 \cdot 10^3$ кг/м³. Полученные результаты не укладываются в закономерность увеличения минералогической плотности с ростом глинистости терригенных пород, установленную для Прибрежной площади и связанную с существенным превышением минералогической плотности гидрослод над плотностью кварца. Можно предположить, что на этих площадях пелитовая фракция либо представлена пелитоморфным кварцем, либо в ней присутствуют минералы с низкой минералогической плотностью (растительные, углистые остатки, битумы и др.). Окончательное решение этого вопроса требует специальных экспериментальных исследований.

На номограмме, представляющей собой зависимость пористости (K_p) от объемной глинистости ($K_{гг}$) и построенной по сводной выборке петрофизических исследований керн чокракских отложений Западно-Кубанского прогиба (более 1000 определений), достаточно надежно выделяются шесть классов пород (рис. 2):

1 — песчаные коллекторы с дисперсной глинистостью. Пористость песчаников изменяется от 22

до 32 % и преимущественно составляет 24...30 %, карбонатность — менее 5 %, глинистость не превышает 20 % и в 75 % случаев меньше 10 %. Минералогическая плотность близка к плотности кварца и составляет $2,67 \cdot 10^3$ кг/м³, среднее значение объемной плотности равно $2,31 \cdot 10^3$ кг/м³;

2 — песчаные коллекторы с дисперсной глинистостью и повышенным (до 15 %) содержанием карбонатного материала. Пористость пород этого класса варьирует в пределах 14...24 %, глинистость не превышает 10 %. Минералогическая плотность за счет присутствия карбонатного материала составляет $2,69 \cdot 10^3$ кг/м³, объемная — $2,4 \cdot 10^3$ кг/м³;

3 — песчаные коллекторы со слоистой глинистостью. Пористость этих пород изменяется в узком диапазоне — от 22 до 25 %, глинистость составляет 20...40 %, минералогическая плотность в зависимости от плотности глинистого компонента — $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³ для Прибрежной площади и $2,67 \cdot 10^3$ кг/м³ для Морозовской, Сладковской и Терноватой, средняя объемная плотность $2,3 \cdot 10^3$ кг/м³;

4 — уплотненные породы с повышенным содержанием карбонатного материала. Пористость пород этого класса изменяется от 1 до 14 %, глинистость — преимущественно от 0 до 20 %. Минералогическая плотность составляет в среднем $2,69 \cdot 10^3$ кг/м³. Объемная плотность изменяется в зависимости от пористости в широких пределах — от $2,4 \cdot 10^3$ до $2,67 \cdot 10^3$ кг/м³;

5 — глинистые алевролиты. Их пористость изменяется от 17 до 23 % при среднем значении около 20 %. Глинистость — от 20 до 40 %. Минералогическая плотность так же, как и для пород 3-го класса, контролируется плотностью глинистого компонента и составляет $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³ для Прибрежной площади и $2,67 \cdot 10^3$ кг/м³ — для Морозовской, Терноватой и Сладковской;

6 — глины. Пористость глин изменяется от 18 до 26 % при среднем ее значении 21,5 %, глинистость превышает 40 %, составляя в среднем 54 %. Минералогическая плотность глин на Прибрежной пло-

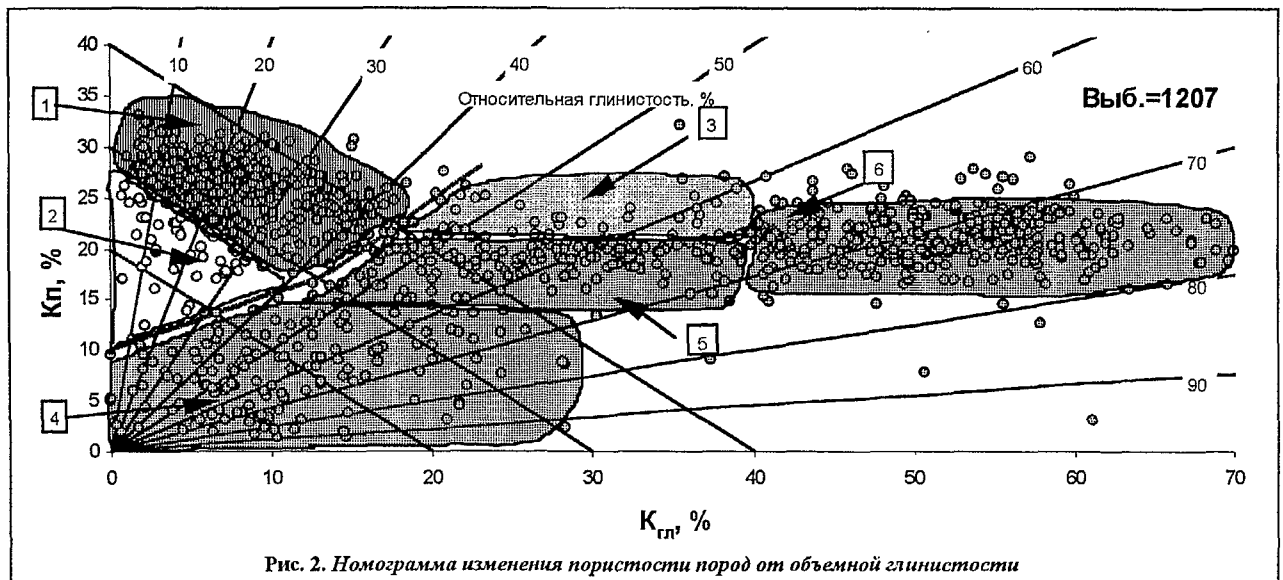


Рис. 2. Номограмма изменения пористости пород от объемной глинистости

щадн равна $2,76 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, а на Морозовской, Терноватой и Сладковской — $2,64 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Особо следует остановиться на объемной плотности глинистых пород, так как ее значения могут быть использованы для калибровки диаграммы плотностного гамма-гамма-каротажа. Как видно из рис. 3, объемная плотность глинистых пород на Прибрежной площади изменяется от $2,2 \cdot 10^3$ до $2,5 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, при этом в 60 % случаев находится в пределах $(2,3 \dots 2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, ее среднее значение составляет $2,38 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Таким образом, объемная плотность чокракских глин на диаграммах ГГК, зарегистрированных в скважинах этой площади, должна находиться в пределах $(2,3 \dots 2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, а ее среднее значение будет составлять примерно $(2,35 \dots 2,38) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

На Морозовской, Терноватой и Сладковской площадях объемная плотность глин ниже: преимущественно $(2,2 \dots 2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ при среднем ее значении $2,32 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ (см. рис. 3). Это значение является контрольным при оценке качества и калибровке диаграмм ГГК на этих площадях.

С учетом приведенных классов и минералогических особенностей пород чокракского горизонта по результатам петрофизических исследований ядра обоснованы зависимости объемной плотности (δ_n) от общей пористости (K_n) пород.

Известно, что объемная плотность (δ_n) связана с пористостью (K_n) соотношением

$$\delta_n = \delta_{ж} \cdot K_n + \delta_{мин.} \cdot (1 - K_n), \quad (1)$$

где $\delta_{ж}$ — плотность жидкости, насыщающей поровое пространство;

$\delta_{мин.}$ — минералогическая плотность скелета породы.

Как следует из выражения (1), при $\delta_{мин.} = \text{const}$, объемная плотность линейно зависит от пористости пород. Отклонения фактических точек на графике $\delta_n = f(K_n)$ вызваны колебаниями $\delta_{мин.}$

Сопоставление объемной плотности с пористостью, определенных по данным исследования ядра, отдельно для пород Прибрежной и Морозовской, Терноватой, Сладковской площадей приведено на

рис. 4. В распределении точек на графике наблюдаются установленные закономерности в изменении минералогической плотности пород. Так, в области высоких значений пористости ($>24 \%$, породы 1-го класса) на всех площадях точки хорошо осредняются зависимостью с $\delta_{мин.} = 2,67 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. При пористости пород в интервале $19 \dots 23 \%$, в который попадают породы 2-, 3-, 5-, 6-го классов (коллекторы с повышенным содержанием карбонатов, слоистые коллекторы, глинистые алевролиты и глины), наблюдается наибольшая дисперсия точек. Выделенные на рисунках образцы глин в соответствии с их минералогической плотностью на Прибрежной площади располагаются в верхней, а на Морозовской, Терноватой и Сладковской площадях — в нижней части графиков и аппроксимируются зависимостями с $\delta_{мин.} = 2,76 \cdot 10^3$ и $2,64 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Остальные классы пород за счет влияния глинистости и карбонатности хорошо осредняются зависимостями с $\delta_{мин.} = 2,71 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ для Прибрежной площади и $\delta_{мин.} = 2,67 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ для остальных площадей.

При пористости меньше 19% (4-й и частично 2-й классы) за счет увеличения карбонатного материала точки на всех площадях аппроксимируются зависимостью с $\delta_{мин.} = 2,69 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Для определения пористости по материалам ГГК обоснованы следующие уравнения:

Прибрежная площадь

$$K_n = (2,67 - \delta_n) / 1,67 \text{ при } K_n > 24 \%, \quad \delta_n < 2,3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3; \quad (2)$$

$$K_n = (2,76 - \delta_n) / 1,76 \text{ при } K_n = 19 \dots 23 \%, \quad \delta_n = (2,3 \dots 2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3 \text{ и } K_{гп} > 40 \%; \quad (3)$$

$$K_n = (2,71 - \delta_n) / 1,71 \text{ при } K_n = 19 \dots 23 \%, \quad \delta_n = (2,3 \dots 2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3 \text{ и } K_{гп} = 20 \dots 40 \%; \quad (4)$$

$$K_n = (2,69 - \delta_n) / 1,69 \text{ при } K_n < 19 \%, \quad \delta_n > 2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3; \quad (5)$$

Морозовская, Терноватая, Сладковская площади.

$$K_n = (2,67 - \delta_n) / 1,67 \text{ при } K_n > 24 \%, \quad \delta_n < 2,3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3; \quad (6)$$

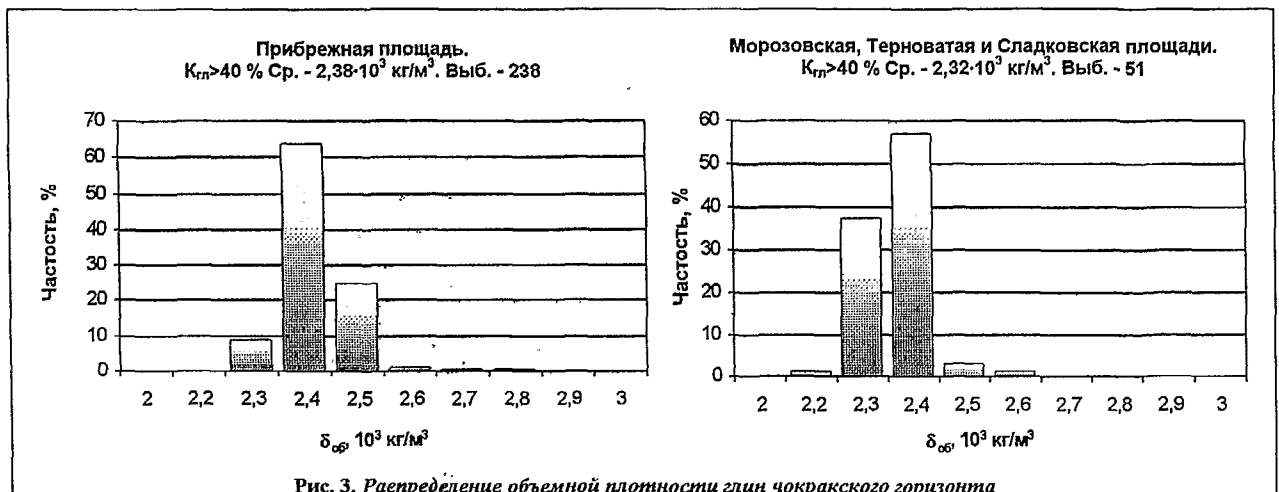
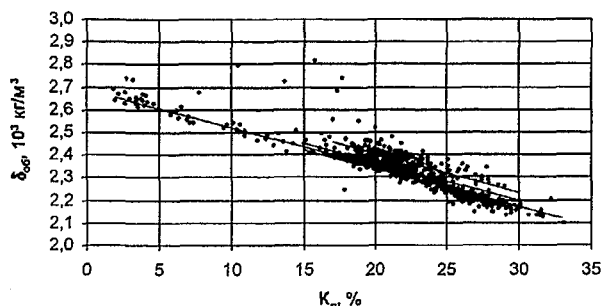


Рис. 3. Распределение объемной плотности глин чокракского горизонта

Прибрежная площадь. Выб. - 738



Морозовская, Терноватая и Сладковская площади. Выб. - 277

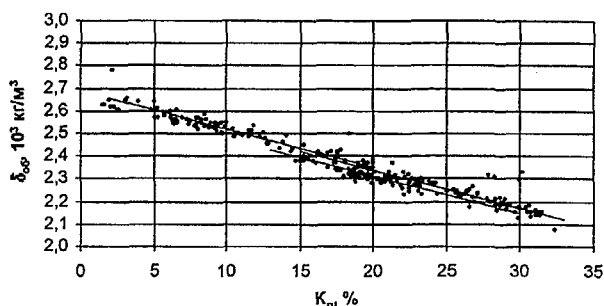


Рис. 4. Сопоставление объемной плотности пород с пористостью

$$K_p = (2,64 - \delta_p) / 1,64 \text{ при } K_p = 19 \dots 23 \%, \\ \delta_p = (2,3 \dots 2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3 \text{ и } K_{гр} > 40 \%; \quad (7)$$

$$K_p = (2,67 - \delta_p) / 1,67 \text{ при } K_p = 19 \dots 23 \%, \\ \delta_p = (2,3 \dots 2,4) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3 \text{ и } K_{гр} = 20 \dots 40 \%; \quad (8)$$

$$K_p = (2,69 - \delta_p) / 1,69 \text{ при } K_p < 19 \%, \\ \delta_p > 2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3. \quad (9)$$

Таким образом, в результате исследований обоснованы петрофизические модели плотности чокрацких отложений и интерпретационные уравнения для определения пористости по данным гамма-гамма-каротажа. Расчеты показывают, что ошибки в определении пористости по выражениям (2)—(9) за счет вариации минералогической плотности не превышают 1,0...1,5 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вендельштейн Б.Ю., Козяр В.Ф., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов кернов, опробываний и испытаний продуктивных пластов.— Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. — С. 261.
2. Головацкая И.В., Гулин Ю.А., Еникеева В.А. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток).— Калинин: ВНИИГИК, 1984.
3. Advanced interpretation of wireline logs. — Schlumberger, 1986.
4. Clay, silt, sand, shales.— Schlumberger, 1990.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 552.5:553.98.048

ОЦЕНКА СВОЙСТВ НЕФТИ И ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖИ КАРБОНАТНОГО ТИПА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

В.П. Митрофанов, А.А. Злобин
(ООО ПермНИПИнефть)

Рассмотрены особенности изменения основных параметров пород-коллекторов на примере карбонатной залежи нефти в процессе длительной разработки. На основании комплексного исследования петрофизических свойств пород установлено, что в результате интенсивного дренирования на конечной стадии разработки происходит гидрофилизация поверхности. В значительной степени ухудшаются и вязкостные свойства нефти, оставшейся в породе. Подробно проанализированы коэффициенты вытеснения фильных и фобных разностей пород с учетом структуры порового пространства.

In the article the change peculiarities of rock-trap main parameters were observed on the base of the example of carbonate oil deposit in the process of lingering development. On the base of complex examination of rock petrophysical properties it was set that as a result of intensive drainage during the last stage of development arises the hydrophilization of the surface. In high degree oil viscosity properties left in the rock become worse. In details were analyzed the displacement coefficients of philic and fob difference of rock together with the peculiarity of porous space structure.

Разнообразие структурно-литологических типов карбонатных пород и их физико-химических свойств предопределяет ряд проблем при подсчете запасов и на различных стадиях разработки. При дренировании пласта могут происходить диспергирование нефти, изменение ее свойств и породы-коллектора [1]. В области давлений насыщения они усложняются за счет резкого изменения состояния пристеночных слоев нефти [2]. Так, у девонских нефтей Ромашкинского месторождения в процессе разработки вязкость ухудшилась на 35...51 % и увеличилось содержание парафинов на 19...42 %, а асфальтенов — на 18...30 % [3]. В данной статье анализируются результаты комплексного исследова-