

АЛГОРИТМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА Б₂ НАУМОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Савинков А.В. к.-г.-м. н.

Оренбургский государственный университет

Пласт Б₂ Наумовской геолого-разведочной площади приурочен к бобриковскому горизонту визейского яруса нижне-каменноугольной системы. Для него характерна большая фациальная изменчивость, в результате которой как пористые песчаные прослои, так и плотные алевроито-глинистые, выклиниваются, расщепляются и сливаются на небольших расстояниях. В качестве покрывки пласта Б₂ выступает нижняя часть карбонатных пород тульского горизонта.

Комплекс геофизических исследований скважин Наумовской площади включает электрометрию (КС, БКЗ, БК, ИК, микрометоды) радиометрию (НГК, ГК) и акустические методы (АК). Электрокаротаж микрометодами (микроградиент и микропотенциал-зондами) выполнен во всех скважинах. Стандартный каротаж выполнялся градиент-зондом А2.0М0.5N и потенциал-зондом N11.0М0.5A с одновременной регистрацией диаграммы метода ПС. Боковое электрическое зондирование выполнялось зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1,0N, N0.5M2.0A, N11.0М0.5A. Индукционный, боковой и микробоковой каротажи выполнены практически во всех скважинах. Кавернометрия осуществлялась как по всему стволу скважины, так и в продуктивном интервале. Радиометрия скважин проведена методами – нейтронным гамма-методом и гамма-методом аппаратурой ДРСТ – 3 и СРК-01. Счетчики сцинтилляционные с кристаллом NaI и ФЭУ –74А. Источники Рс – Ве. Акустические исследования выполнены аппаратурой СПАК – 6 и УЗБА-21 в 4 скважинах. В целом, объем и качество основных геофизических материалов позволяют решить задачу определения подсчетных параметров пласта Б₂ Южно-Султангуловского месторождения.

По данным ГМИС рекомендуется следующий план и алгоритмы определения подсчетных параметров пласта Б₂ Наумовской площади (Южно-Султангуловского месторождения) исходя из опыта работы с исходной информацией исследований скважин. План алгоритмов включает следующую последовательность: выделение коллекторов; определение коэффициента пористости и объемной глинистости; определение коэффициента нефтенасыщенности и интерпретация данных ГМИС.

Выделение коллекторов осуществляется по нижнему значению коэффициента пористости. Для Наумовской площади нижнее значение коэффициента пористости обосновано $K_p \geq 8 \%$. Фильтрационная составляющая коллектора определяется по микроэлектрическим методам: по превышению кажущегося сопротивления микропотенциал-зондов над удельным сопротивлением микроградиент-зонда. При наличии прямых качественных признаков коллекторы пласта Б₂ выделяются по превышению кажущегося

сопротивления микропотенциал-зондов над сопротивлением микроградиент-зонда, наличие радиального градиента сопротивлений. Коллектора отличаются по наличию глинистой корки.

Геофизическая характеристика продуктивного пласта Б₂ по поисково-разведочной скважине №112 Наумовской площади представлена на рисунке 1.

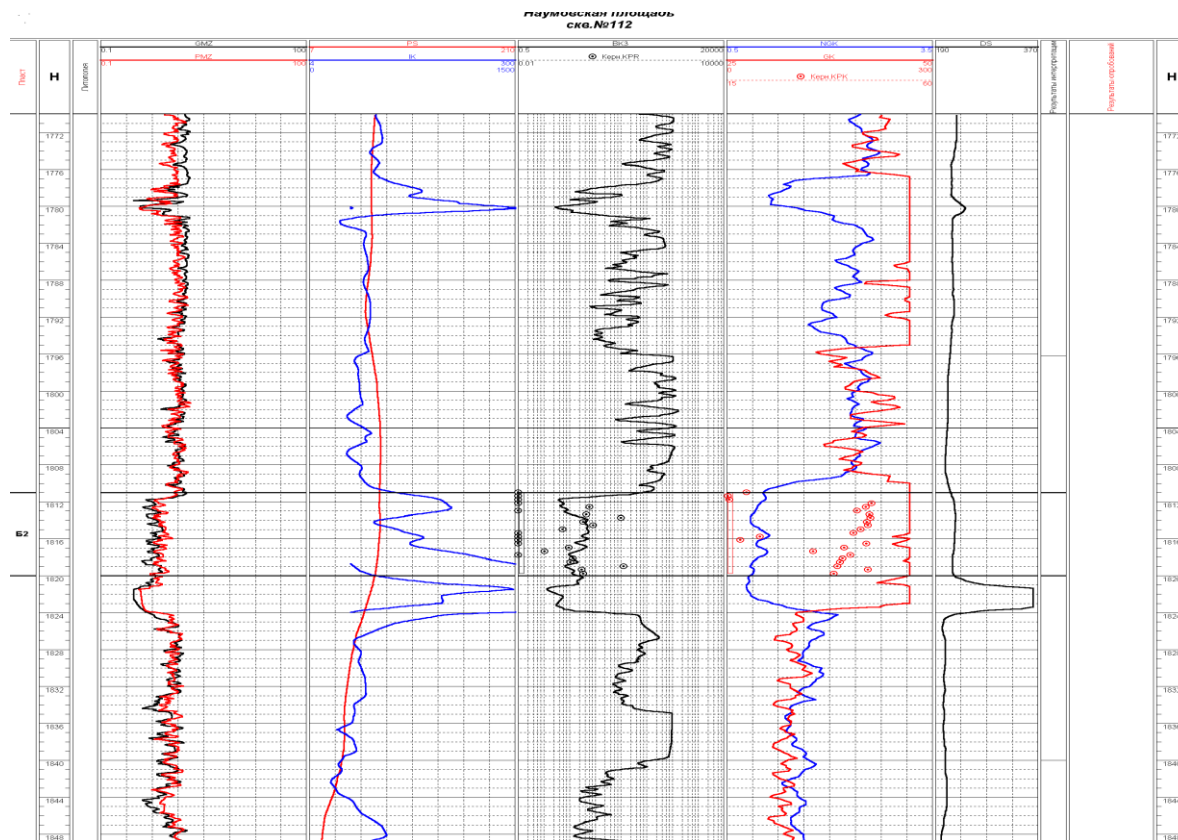


Рисунок 1--Геофизическая характеристика продуктивного пласта Б2 скважины 112 Наумовской площади

Если нет превышения кажущегося сопротивления микро-потенциал зондов над сопротивлением микро-градиент зонда, то можно определить границу коллекторов по граничным значениям коэффициента пористости и объемной глинистости , рисунок 2.

Либо можно определить границу коллектора коллекторов по нормированным показаниям НГК и ГК (рисунок 3).

Уравнение линии, разделяющей коллекторы от неколлекторов (прямой качественный признак) по граничным значениям коэффициентов пористости и объемной глинистости установлен и имеет вид:

$$K_n^{zp} = 0,0296 \cdot K_{gl}^2 + 0,5045 \cdot K_{gl} + 8,045$$

где K_n^{zp} –граничное значение коллектора;
 K_{gl} –коэффициент объемной глинистости.

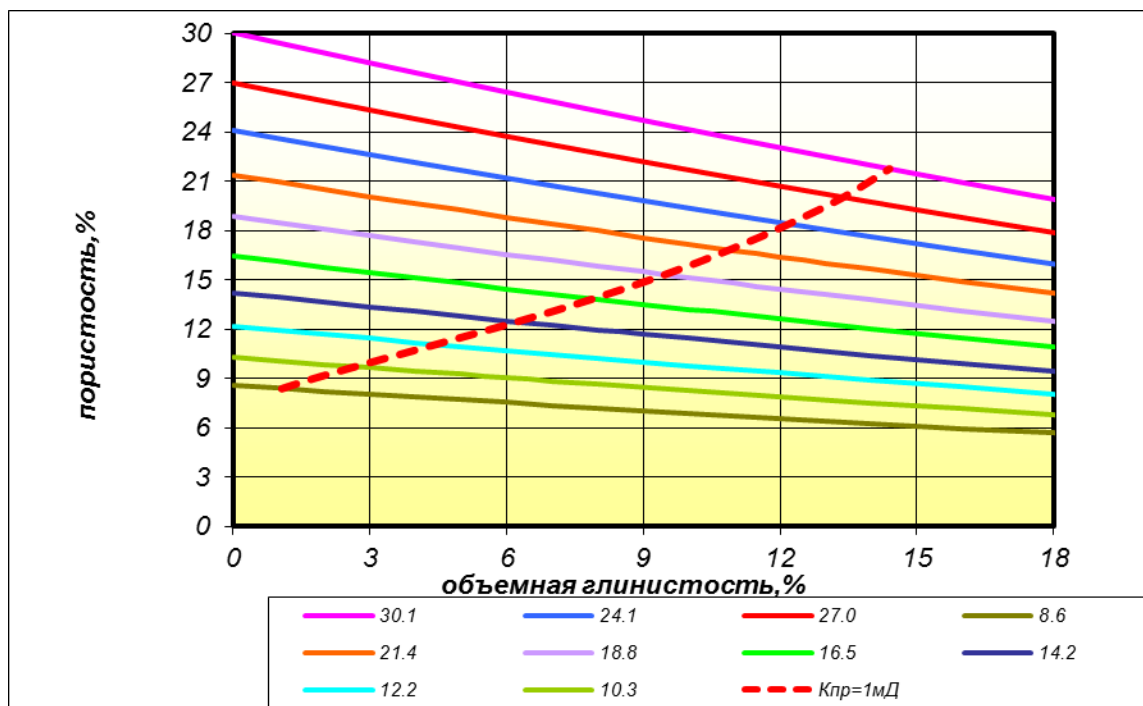


Рисунок 2 - Кросс-плот $K_{\Pi}=f(K_{\text{гл}}, K_{\Pi}^{\text{СК}})$, где шифр кривых - $K_{\Pi}^{\text{СК}}$

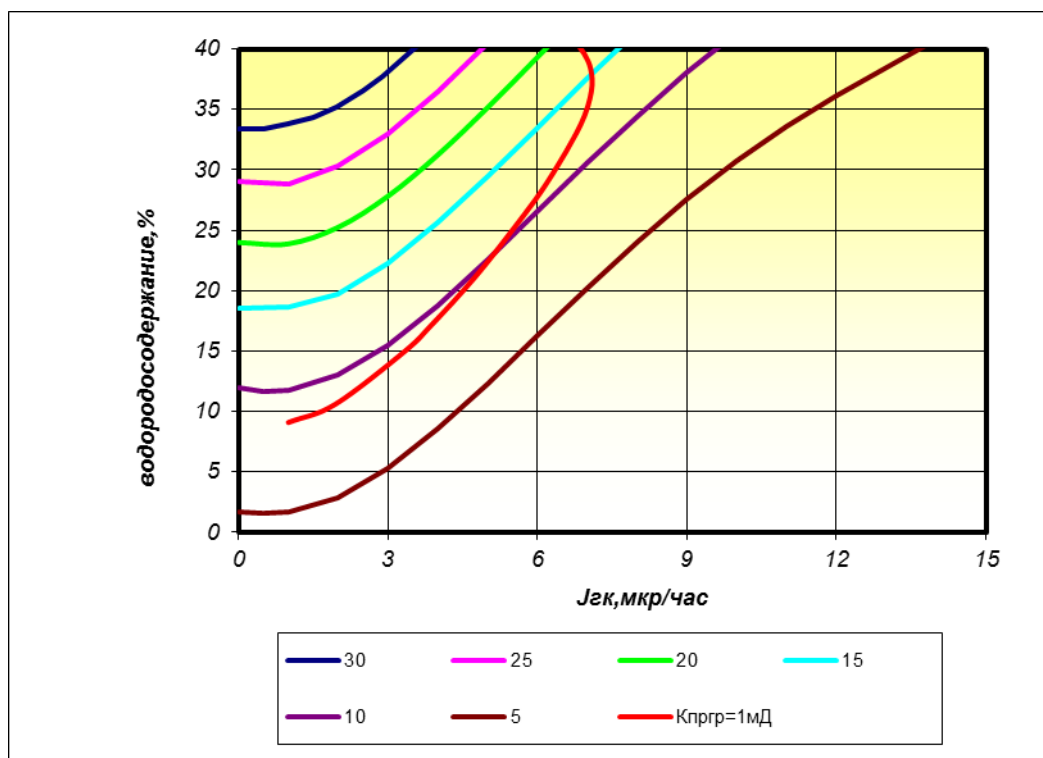


Рисунок 3- Кросс-плот $W=f(J_{\text{гк}}, K_{\Pi})$, где шифр кривых - K_{Π}

По нормированным показаниям НГК и ГК (косвенные количественные критерии) определение границы коллекторов определяется из соотношения:

$$W^{zp} = 0,6998 \cdot J_{\text{гк}}^2 + 0,5045 \cdot J_{\text{гк}} + 9,555$$

где W^{TP} –граничное значение показаний НГК ;
 $J_{зк}$ –показание ГК, мкр/час

Определение коэффициента пористости и объемной глинистости.
 Определение коэффициента объемной глинистости определялось из соотношения :

$$K_{эл} = \frac{20}{1 + \exp(3,1 - b_1 \cdot J_{зк})},$$

где $b_1 = 0,000482 \cdot K_n^2 + 0,016965 \cdot K_n + 0,05$
 K_n –значение коэффициента пористости.

Определение коэффициента пористости с учетом граничного значения показаний НГК и ГК выполнялось из соотношения:

$$K_n = \frac{a_0}{1 + \exp(a_1 - 0,08 \cdot W)},$$

где $a_0 = -0,0427 \cdot J_{зк}^2 - 0,7527 \cdot J_{зк} + 51,946,$

$a_1 = 0,000176 \cdot J_{зк}^4 - 0,006817 \cdot J_{зк}^3 + 0,082913 \cdot J_{зк}^2 -$
 $- 0,122562 \cdot J_{зк} + 2.4$

Коэффициент нефтенасыщенности. Коэффициент нефтенасыщенности K_n рекомендуется определять на основе использования корреляционных соотношений параметра насыщения от остаточной водонасыщенности в зависимости от проницаемости:

$R_n = K_v^{-1,66}$, при коэффициенте корреляции $R^2=0,911$, при коэффициенте проницаемости $K_{пр}$ более $0,010 \text{ мкм}^2$;

где R_n –параметр насыщения;

K_v –коэффициент водонасыщенности, с которым связан коэффициент нефтенасыщения соотношением $K_n=1 - K_v$;

$R_n = K_v^{-2,232}$, при коэффициенте корреляции $R^2=0,954$ при $K_{пр} < 0,010 \text{ мкм}^2$

где $R_n = \rho_{п} / \rho_{вп}$

а $\rho_{п}$ – удельное электрическое сопротивление пласта;

$\rho_{вп}$ – удельное сопротивление пласта при 100 % -ном насыщении его водой, равное $\rho_{вп} = \rho_v R_n$,

где ρ_v - удельное электрическое сопротивление пластовой воды при температуре пласта, принимаемое в среднем (при $t=36^\circ\text{C}$ и минерализации 280 г/л) равным 0,033 Ом*м;

R_p – параметр пористости, как $R_p = \rho_{vp} / \rho_v$ вычисляемый по формуле:

$R_p = 1,083 * K_p^{-1,521}$, $R^2 = 0.936$ при известном значении коэффициента пористости K_p коллектора.

Выводы :

1. Продуктивный пласт B_2 Наумовской площади приурочен к бобриковскому горизонту визейского яруса ниже-каменноугольной системы. Для него характерна большая фациальная изменчивость, в результате которой как пористые песчаные прослои, так и плотные алеврито-глинистые, выклиниваются, расщепляются и сливаются на небольших расстояниях. В качестве покрышки пласта B_2 выступает нижняя часть карбонатных пород тульского горизонта.

2. Комплекс ГМИС скважин площади включает электрометрию, радиометрию и акустические методы. В целом, объем и качество основных геофизических материалов позволяют решить задачу определения подсчетных параметров пласта B_2 . Определение коэффициентов открытой пористости и объемной глинистости песчано-алевритовых пород по данным методов НГК и ГК, адаптированы для пласта B_2

3. При выделении коллекторов и при наличии прямых качественных признаков коллекторы пласта B_2 выделяются по превышению кажущегося сопротивления микропотенциал-зондов над сопротивлением микроградиент-зонда, наличию радиального градиента сопротивлений; при их отсутствии - по граничным значениям коэффициента пористости и объемной глинистости, а также нормированным показаниям НГК и ГК.

4. Параметр пористости и объемной глинистости рекомендуется определять по кросс-плотам, полученным на основе комплексирования методов НГК и ГК. Коэффициент нефтенасыщенности K_n рекомендуется определять на основе использования уравнений: $R_n = K_v^{-1.66}$, при $R^2 = 0,911$ и проницаемости более 0,010 мкм². Методология петрофизического обоснования находится в развитии, осуществлена на основе имеющихся к настоящему времени материалов ГМИС. Для достоверного обоснования граничных значений коэффициентов пористости, объемной глинистости необходимо в дальнейшем выполнить опыты по нефтевытеснению, для подтверждения петрофизической модели коллектора пласта B_2 , определить глинистость образцов по данным анализов керна, участвующих в опытах по определению фильтрационно-емкостных свойств горных пород.

Список литературы

1.Савинков, А. В. Практическое руководство по обработке и интерпретации материалов геофизических исследований скважин. Методические указания/А.В. Савинков. - Оренбург: ОГУ, 2009. - 57 с.

2.Савинков, А. В. Комплекс методов промысловой геофизики для обработки и интерпретации материалов геофизических исследований скважин. Методические указания. /А.В. Савинков.- Оренбург: ОГУ, 2009. – 37 с.

3.Меркулов В.П. Геофизические методы исследования скважин / В.П.Меркулов .-Томск:ТПУ,2015.-182 с.