

2. Фациально-ориентированные геологические модели как фактор снижения неопределенностей геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири / Парначев С. В. [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 26–30.
3. Поднебесных А. В., Овчинников В. П. Проблемы диагностики цеолитов и влияние их наличия на разработку продуктивных отложений Мессояхской группы месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324, № 1. – С. 137–145.
4. Возможности использования ограниченного комплекса геофизических исследований скважин при изучении карбонатных отложений Чкаловского месторождения / С. М. Шевченко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006 – №. 8 – С. 46–48.
5. Поднебесных А. В., Овчинников В. П. Основные факторы, влияющие на уровень и форму водонефтяного контакта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6. – С. 15–19.
6. Перельман А. И. Геохимия эпигенетических процессов (зон гипергенеза). – М., 1968. – 332 с.

Сведения об авторах

Поднебесных Александр Владимирович, к. г.-м. н., технический директор ООО «НТЦ ОйлТим», г. Сочи, тел. 8(862)2255447, e-mail: PodnebesnyhAV@oilteam.ru

Хафизов Айрат Римович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2431254, e-mail: hafizov57@mail.ru

Information about the authors

Podnebesnykh A. V., Candidate of Geology and Mineralogy, Technical Director, LLC «STC Oilteam», Sochi, phone: 8(862)2255447, e-mail: PodnebesnyhAV@oilteam.ru

Khafizov A. R., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Ufa State Petroleum Technological University, phone: 8(347)2431254, e-mail: hafizov57@mail.ru

УДК 550.832.05:624.131.43

ПРОБЛЕМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ, ПРОБУРЕННОЙ НА ПОЛИМЕРГЛИНИСТОМ РАСТВОРЕ WELL LOG DATA INTERPRETATION PROBLEMS IN WELL, DRILLED USING POLYMER-CLAY-BASED DRILLING MUD

Г. Е. Строянецкая, Е. А. Малых

G. E. Stroyanetskaya, E. A. Malykh

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: коллекторы; пористость; геофизические исследования; нефтенасыщенность; водонасыщенность

Key words: collectors; porosity; geophysical surveys; oil saturation; water saturation

Анализ эффективности геофизических исследований скважин (ГИС), вскрывших на полимерглинистом растворе отложения с пластовыми водами высокой минерализации, показан на примере скважины с условным номером № 1* из района Широного Приобья.

Детальные ГИС включали боковое каротажное зондирование (БКЗ), метод потенциалов собственной поляризации (ПС), микрокаротаж обычными зондами (МК), боковой каротаж (БК), боковой микрокаротаж (БМК), кавернометрию (КВ), индукционный каротаж (ИК), гамма-каротаж (ГК), двухзондовый нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П), резистивиметрию, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ).

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) раствора в пластовых условиях — 0,2 Ом·м. Граничное значение пористости коллекторов по данным сопоставлений динамической пористости ($K_p^{дин}$) с открытой пористостью (K_p) составило 12,7 % при коэффициенте остаточной нефтенасыщенности 30 %.

При интерпретации ГИС, как правило, используют относительную амплитуду ПС ($\alpha_{пс}$), двойной разностный параметр ГК ($\Delta J_{гк}$), УЭС пород (ρ_p), значения объемной плотности отложений по ГГК-П и т. д.

Приводим результаты геофизических исследований (рис. 1) и выделение потенциальных коллекторов в разрезе (рис. 2).

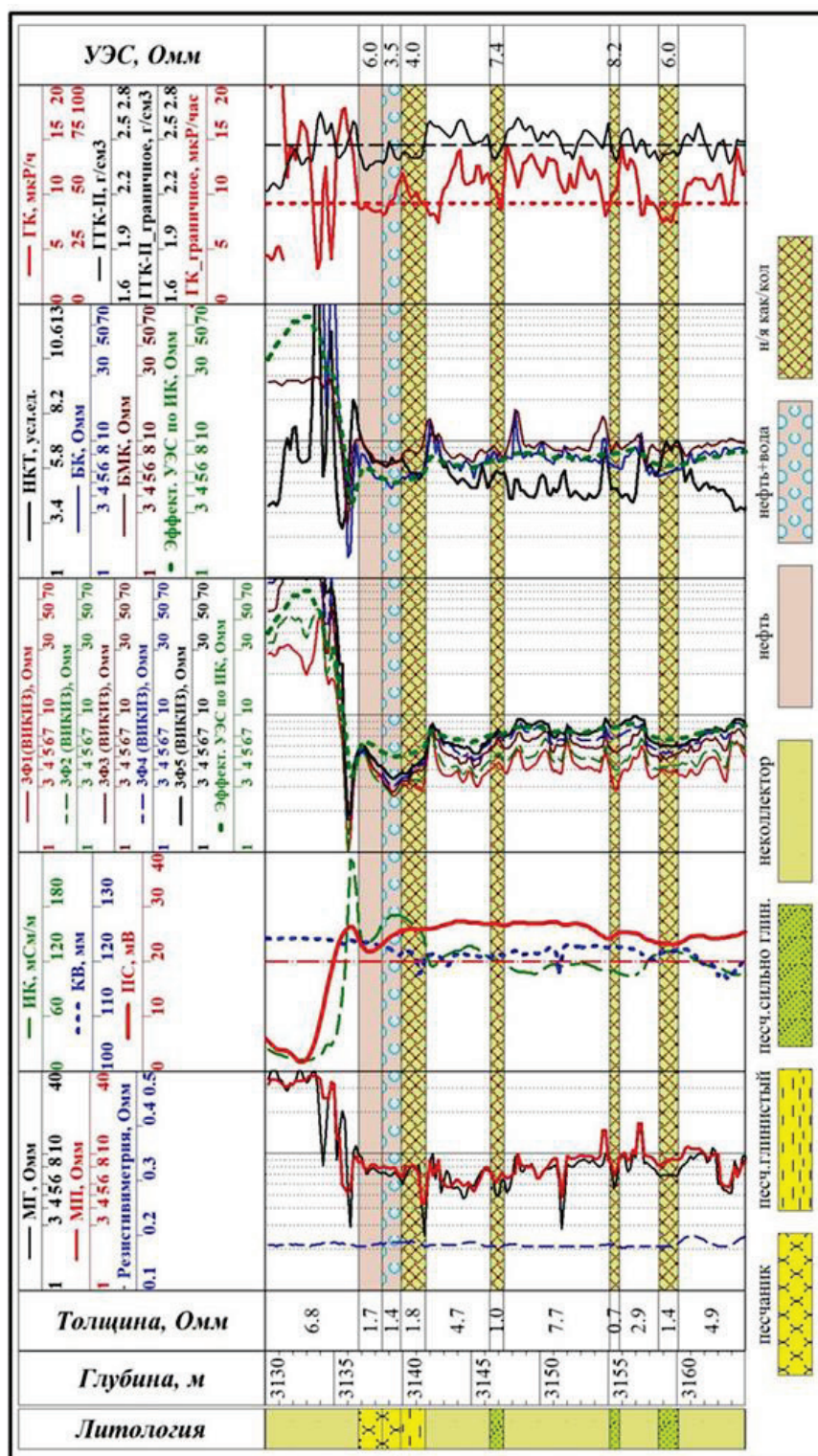


Рис. 1. Результаты геофизических исследований условной скв. № 1*

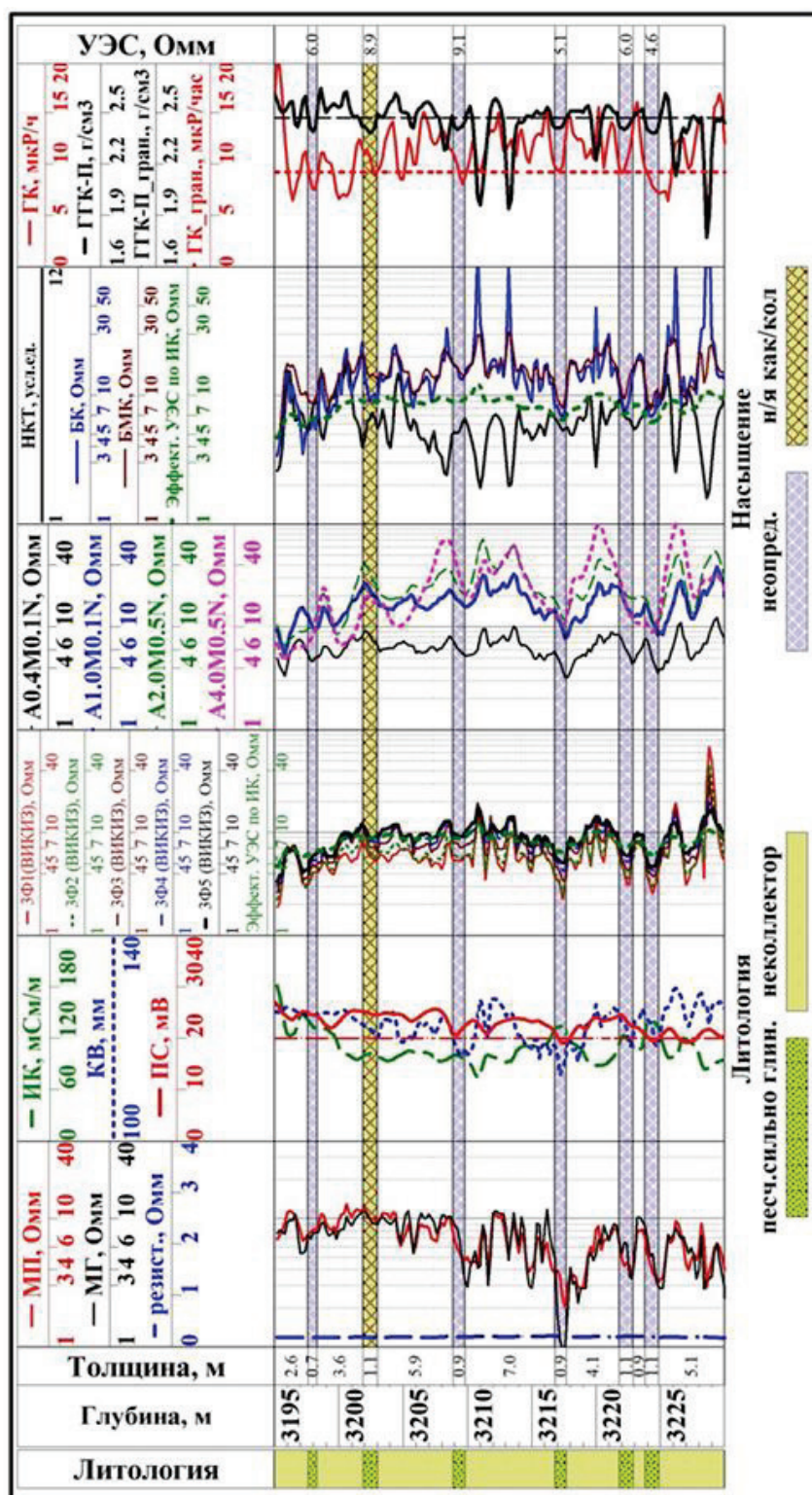


Рис. 2. Выделение потенциальных коллекторов в разрезе условной скв. № 1*

В рассматриваемой скважине (см. рис. 1, 2):

1. Значения на кривой ПС меняются от 0 до 32 мВ. Наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин наблюдается против битуминозных аргиллитов баженновской свиты (см. рис. 1). Против проницаемых пластов абсолютное значение амплитуды ПС — до 5 мВ, то есть кривая ПС слабо дифференцированная.

2. По кавернометрии ствол скважины — кавернозный. Кривая КВ имеет участки, указывающие на сужение ствола скважины по сравнению с номинальным (см. рис. 2), однако сужение диаметра скважины наблюдается и против глин, характеризующихся повышенными показаниями ГК. Поэтому кавернометрия не может быть принята в качестве основного метода при выделении коллекторов.

3. На кривых МК нет стабильных положительных приращений, указывающих на проникновение фильтрата в пласт, что обусловлено кавернозностью ствола. В итоге МК как метод неинформативен для выделения проницаемых пород.

Для выделения коллекторов в разрезах, где прямые качественные признаки по ГИС неустойчивы, привлекаются количественные критерии.

Количественным критерием могут быть граничное значение коэффициента пористости (K_p^{rp}), показаний ГК (GK^{rp}) или двойного разностного параметра ГК, объемной плотности по ГГК-П (δ_p^{rp}). Расчет граничного значения объемной плотности коллекторов по данным ГГК-П (δ_p^{rp}) может быть выполнен по формуле [1]

$$K_p = (\delta_m - \delta_p) / (\delta_m - \delta_{фл}), \quad (1)$$

где δ_m — минералогическая плотность породы; $\delta_{фл}$ — плотность флюида, δ_p — объемная плотность породы по данным ГГК-П. Минералогическая плотность породы может быть принята равной 2,68 г/см³ [1]. Плотность флюида $\delta_{фл}$ водоносных коллекторов — 1 г/см³. Для нефтенасыщенного пласта $\delta_{фл}$ меньше и в среднем составляет 0,8 г/см³. При $\delta_{фл} = 1$ г/см³ и 0,8 г/см³, $K_p^{rp} = 12,7$ %, $\delta_m = 2,68$ г/см³ граничное значение объемной плотности водоносных коллекторов составит 2,47 г/см³, нефтенасыщенных — 2,44 г/см³. В целях исключения пропуска коллектора в разрезе скважины целесообразно в качестве δ_p^{rp} принять значение 2,47 г/см³. Граничное значение ГК для коллекторов может быть принято по пласту, который по большинству признаков ГИС является коллектором. В изучаемом разрезе граничное значение ГК для коллекторов принято равным 9,2 мкР/ч.

Выделение проницаемых отложений в разрезах скважин по количественным критериям проводится менее надежно, чем по прямым качественным признакам [2]. Поэтому фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) части пластов на основе количественных критериев будут неоднозначными. Это, как правило, маломощные, уплотненные, глинистые пласты. Такие пласты потенциально могут быть коллекторами, но получение притока из них проблематично.

Наличие радиального градиента сопротивления по методам электрометрии с разным радиусом исследования — прямой качественный признак коллектора. Бокковой метод и микробокковой характеризуются разным радиусом исследования. Для части пород (см. рис. 1, 2) наблюдается превышение показаний БМК над БК. Это превышение уменьшается с уменьшением толщины пласта.

Опробование способа нормализации кривых [3] БК и нейтронного каротажа (НК) для выделения коллекторов путем совмещения нормированной кривой БК с кривой НК по неколлекторам показало (см. рис. 1, 2), что совмещение БК с НК произошло только в единичных пластах. Однако даже при таком совмещении выделился интервал 3 136,8–3 139,9 м (см. рис. 1), против которого показания НК выше показаний БК. По этому признаку отложения в обозначенном интервале проницаемые, по характеру насыщения — водоносные. Испытания интервала 3 136,5–3 142,8 м показали, что отложения насыщены нефтью с водой. То есть ме-

тодика нормализации позволила выделить коллектор, но не позволила оценить характер насыщения отложений, где минерализация 40–50 г/л, температура 100–110 °С, УЭС пластовой воды 0,05 Ом·м.

Оценку характера насыщения коллекторов по ГИС чаще всего проводят по критическим значениям:

- УЭС продуктивных (ρ_p^*) и водонасыщенных пород (ρ_p^{**});
- параметра насыщения продуктивных (P_n^*) и водонасыщенных пород (P_n^{**});
- коэффициента водонасыщенности продуктивных (K_v^*) и водонасыщенных пород (P_n^{**}).

Расчет ρ_p^* , представленный ниже в таблице, показал, что в рассматриваемом разрезе критическое УЭС продуктивных коллекторов составляет 3,2 Ом·м во всем диапазоне изменения их пористости.

Таблица расчетов

K_p , %	P_n	ρ_v , Ом·м	ρ_{vp} , Ом·м	K_{vo} , %	K_v^* , %	P_n^*	ρ_p^* , Ом·м	K_v^{**} , %	P_n^{**}	ρ_p^{**} , Ом·м
16,9	28,2	0,05	1,41	29,0	50,3	2,31	3,26	85,8	1,20	1,70
16,3	30,2	0,05	1,51	33,2	53,2	2,15	3,25	86,6	1,19	1,80
15,7	32,4	0,05	1,62	38,1	56,6	2,00	3,24	87,6	1,17	1,90
15,1	34,9	0,05	1,74	43,5	60,4	1,84	3,22	88,7	1,16	2,02
13,9	40,8	0,05	2,04	56,0	69,1	1,57	3,19	91,2	1,12	2,28
13,3	44,3	0,05	2,21	62,9	74,0	1,44	3,19	92,6	1,10	2,43
12,7	48,3	0,05	2,42	70,2	79,1	1,33	3,21	94,0	1,08	2,60

• P_n — параметр пористости определен через коэффициент пористости K_p по зависимости $P_n = f(K_p)$; K_p — по зависимости $K_p = f(K_p^{дин})$, где $K_p^{дин}$ — коэффициент динамической пористости (задавался с шагом квантования 1 %).

• УЭС пластовой воды (ρ_v) принято, исходя из значения минерализации (С) пластовых вод в районе работ и температуры (t) пластов. Использована палетка [1] $\rho_v = f(C, t)$.

• Величина $\rho_{vp} = P_n \cdot \rho_v$ — УЭС коллектора при полном насыщении его пластовой водой.

• K_{vo} — коэффициент неснижаемой остаточной водонасыщенности (по данным капилляриметрии). Определен через $K_p^{дин}$ по зависимости $K_{vo} = f(K_p^{дин})$.

• K_v^* — критическое значение коэффициента водонасыщенности для продуктивных коллекторов. Вычислено по формуле [2] $K_v^* = K_{vo} + 0,3(100 - K_{vo})$.

• K_v^{**} — критическое значение коэффициента водонасыщенности для водоносных коллекторов. Вычислено по формуле [2] $K_v^{**} = K_{vo} + 0,8(100 - K_{vo})$.

• P_n^* — критическое значение параметра насыщения продуктивных коллекторов. Значения определены по зависимости $P_n = f(K_v)$ при $K_v = K_v^*$.

• P_n^{**} — критическое значение параметра насыщения водонасыщенных коллекторов. Значения определены по зависимости $P_n = f(K_v)$ при $K_v = K_v^{**}$.

• ρ_p^* — критическое значение УЭС продуктивного коллектора. Вычислено как произведение P_n^* на ρ_{vp} .

• ρ_p^{**} — критическое значение УЭС водоносного коллектора. Вычислено как произведение P_n^{**} на ρ_{vp} .

• Все зависимости представлены для рассматриваемого района работ.

На рисунке 3 проведено сопоставление УЭС пластов (ρ_p), давших при испытании приток, с коэффициентом их пористости (K_p). На этот же рисунок нанесены

графики зависимостей расчетных значений ρ_n^* и ρ_n^{**} от K_n . В большинстве случаев данные испытанных объектов согласуются с расчетными значениями ρ_n^* и ρ_n^{**} .

Получение нефти с водой из интервала 3 136,5–3 142,8 м условной скважины № 1* обусловлено наличием нефти и свободной воды в интервале 3 138,5–3 139,9 м. Удельное сопротивление этого прослоя 3,5 Ом·м. Оно близко к ρ_n^* . Отнесение коллекторов к продуктивным при $\rho_n < 3,2$ Ом·м (см. рис. 3) может быть объяснено погрешностями записи ГИС и определением по ним значения ρ_n .

Надежное определение УЭС пластов по ГИС возможно при их мощности 6 м и более. При толщине проницаемых прослоев менее 1,5 м надежность ρ_n низкая. При залегании маломощных коллекторов среди уплотненных пород показания электрометрии против этих прослоев выше истинных (в Ом·м).

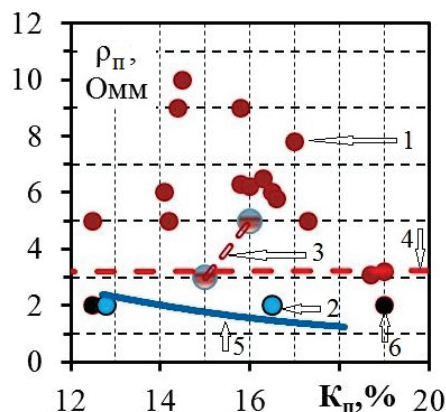


Рис. 3. Сопоставление K_n коллекторов с их УЭС:
 1 — нефть по испытанию;
 2 — вода по ГИС;
 3 — нефть + вода (совместное испытание двух прослоев);
 4 — УЭС критическое (расчетное);
 5 — УЭС водоносных коллекторов (расчетное значение);
 6 — значение УЭС пласта занижено

Существующие палетки для введения поправок в показания электрометрии на влияние вмещающих пород, а также зоны проникновения направлены только на приближенное исправление значений. Без введения поправок все маломощные пласты в рассматриваемой части разреза скв. № 1* необходимо считать продуктивными, так их УЭС составляет 4,6–9,1 Ом·м. При низких сопротивлениях коллекторов, когда показатели УЭС водоносных и нефтеносных коллекторов могут отличаться в пределах 1 Ом·м (вода — 1,7÷2,6 Ом·м, нефть — 3,2 Ом·м), погрешности, сопутствующие введению поправок в показания электрометрии, не позволяют с высокой точностью определять УЭС пластов и, следовательно, их характер насыщения. Надежность оценки характера насыщения прослоев до 1,5 м может быть повышена при наличии достоверных испытаний в колонне групп маломощных пластов, характеризующихся по электрометрии неоднозначно. По испытанным объектам можно установить критические значения показаний электрометрии против мощных и маломощных коллекторов с разным характером насыщения.

При испытании пластов инструментами на трубах в больших интервалах глубин даже при наличии притоков:

- остается неясным, какие пласты приточные;
- воды или фильтрата с пленкой нефти, то неясно, из каких пластов пленка нефти.

Выводы

1. Низкая эффективность стандартного комплекса геофизических исследований для выделения коллекторов, вскрытых их полимерглинистой промывочной.
2. При высокой минерализации пластовых вод для установления критериев продуктивных коллекторов по ГИС необходимы достоверные результаты испытаний как мощных, так и маломощных коллекторов.
3. Бурение скважин на полимерглинистом растворе должно сопровождаться отбором керна. Наличие сведений о ФЕС пород по данным керна позволит устано-

вить соответствие между ними и показаниями геофизических исследований, что будет способствовать более надежному выделению коллекторов.

Библиографический список

1. Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Порокуна, Г. Г. Яценко. – Москва — Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 520 с.
3. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа: наставление по интерпретации с комплектом палеток / И. В. Головацкая [и др.] – Калинин: ВНИГИК, 1984. – 110 с.

Сведения об авторах

Строянецкая Галина Евгеньевна, ассистент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283702, e-mail: gis@tsogu.ru

Малых Евгений Альбертович, студент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283702, e-mail: gis@tsogu.ru

Information about the authors

Stroyanetskaya G. E., Assistant at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452) 283702, e-mail: gis@tsogu.ru

Malykh E. A., Student at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283702, e-mail: gis@tsogu.ru

УДК 549.1(575.2)(04)

ВЛИЯНИЕ РАЗМЕРА ДИСПЕРГИРОВАННЫХ ЧАСТИЦ В ОБОГАЩЕНИИ МЕТАЛЛОВ В СОСТАВЕ РУДНЫХ МИНЕРАЛОВ INFLUENCE OF THE DISPERSED PARTICLES SIZE IN ENRICHMENT OF METALS IN THE COMPOSITION OF ORE MINERALS

**Б. Б. Токтосунова, А. С. Султанкулова, Б. Т. Айткулов, Т. М. Токтосунув,
С. З. Кушназарова**

**B. B. Toktosunova, A. S. Sultankulova, B. T. Aitkulov, T. M. Toktosunov,
S. Z. Kushnazarova**

*Институт горного дела и горных технологий им. академика У. Асаналиева
Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова,
г. Бишкек, Киргизская Республика*

*Ключевые слова: образцы лидита; углеродисто-кремнистые сланцы; спектральный и
элементный анализ; грубая и мелкая фракция; растровый электронный микроскоп
Key words: samples of Lydian stone; carbon-siliceous shales; spectrum and element analysis;
rough and fine fractions; scanning electron microscope*

Химико-технологические исследования рудных минералов, выявление в них полезных компонентов и поиск пути их извлечения из руд являются приоритетными направлениями во всех цивилизованных странах мира.

В этом смысле перспективным объектом в Киргизской Республике является комплексное минеральное сырье: углеродисто-кремнистые сланцы (УКС) и лидиты Беркутской группы Сарыджазского рудного района, в которых имеются предпосылки содержания редких (V, Mo, Bi и др.), благородных (Ag, Au, Pt, Pd) и других металлов с признаками проявления графита и наличия алмазных (фуллеритовых) микрочастиц [1–6].

При разработке данного объекта кроме металлических компонентов имеются данные о получении ряда дефицитных неметаллических промышленных продуктов: элементный кремний, карбид кремния, графит, абразивы, огнеупорные футеровочные материалы гражданско-промышленного строительства, ювелирные, поделочные и декоративные камни для строительства и архитектуры, высокоустойчивых красочных пигментов, минеральные марганцово-кремнистые микроудобрения и т. д.