



ГЕОЛОГИЯ

УДК 550.83.553.3/9

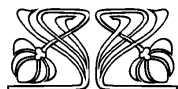
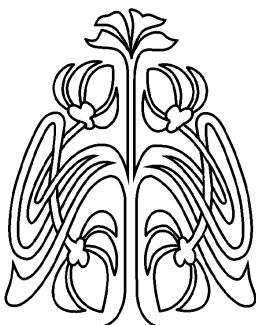
ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АРДАТОВСКОГО ГОРИЗОНТА СПЛАВНУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Б.А. Головин, К.Б. Головин¹, М.В. Калинникова

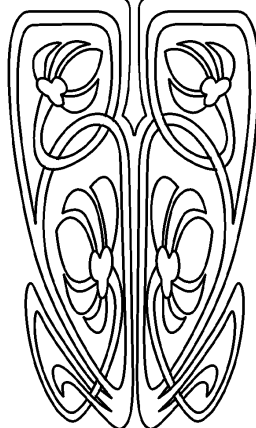
Саратовский государственный университет,
кафедра геофизики

E-mail: kalinnikova1@rambler.ru

¹ Саратовский филиал Территориального фонда информации по Приволжскому федеральному округу



НАУЧНЫЙ
ОТДЕЛ



В данной статье обоснованы критерии определения эффективных толщин, пористости, глинистости и нефтенасыщенности продуктивных коллекторов. Выявлены особенности их распределения по вертикали и латерали.

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин, коллекторы, глинистость, пористость, нефтенасыщенность.

Lithologic-petrophysic Characteristic of Ardatovsk Horizon's productive Collectors of the Splavnukha's oil Field

B.A. Golovin, K.B. Golovin, M.V. Kalinnikova

In this article we had proved criteria of definition of productive collector's effective thicknesses, porosity, shaliness and petrosaturation. We had revealed their features of vertical and lateral distribution.

Key words: geophysical methods of pore research, collectors, shaliness, porosity, petrosaturation.

Актуальность данного исследования определяется, прежде всего, тем, что Сплавнухинское месторождение является высокоперспективным объектом для поисков углеводородов, поскольку расположено в непосредственной близости к уже разрабатываемым месторождениям, таким как Пограничное, Родниковское, Топовское и др. в Саратовской области и Новинское месторождение в Волгоградской области. Продуктивные коллекторы ардатовского горизонта Сплавнухинского месторождения являются трудноинтерпретируемыми для геофизических методов объектами в силу своего неоднородного состава, сложного геологического строения и др., что требует разработки индивидуальных петрофизических зависимостей для их обработки и интерпретации. Однако исходных материалов (данные керна, испытаний и др.) для построения достоверных зависимостей для продуктивных коллекторов ардатовского горизонта Сплавнухинского месторождения было явно недостаточно. Поэтому перед авторами статьи стояла задача восполнить недостающую петрофизическую информацию с помощью использования данных соседних месторождений – аналогов.

В тектоническом отношении Сплавнухинское нефтяное месторождение расположено в пределах Иловлинско-Родниковских дислокаций и приурочено к древнему Некрасовскому выступу фундамента (валу). Иловлинско-Родниковские дислокации отделяют Карамышскую депрессию от Каменско-Золотовской зоны поднятий.

С учетом последних данных сейсморазведки, бурения и испытания скважин Сплавнухинское нефтяное месторождение имеет сложное строение и представляет собой крупное горстовидное антиклинальное поднятие, осложненное тектоническими нарушениями, которые делят



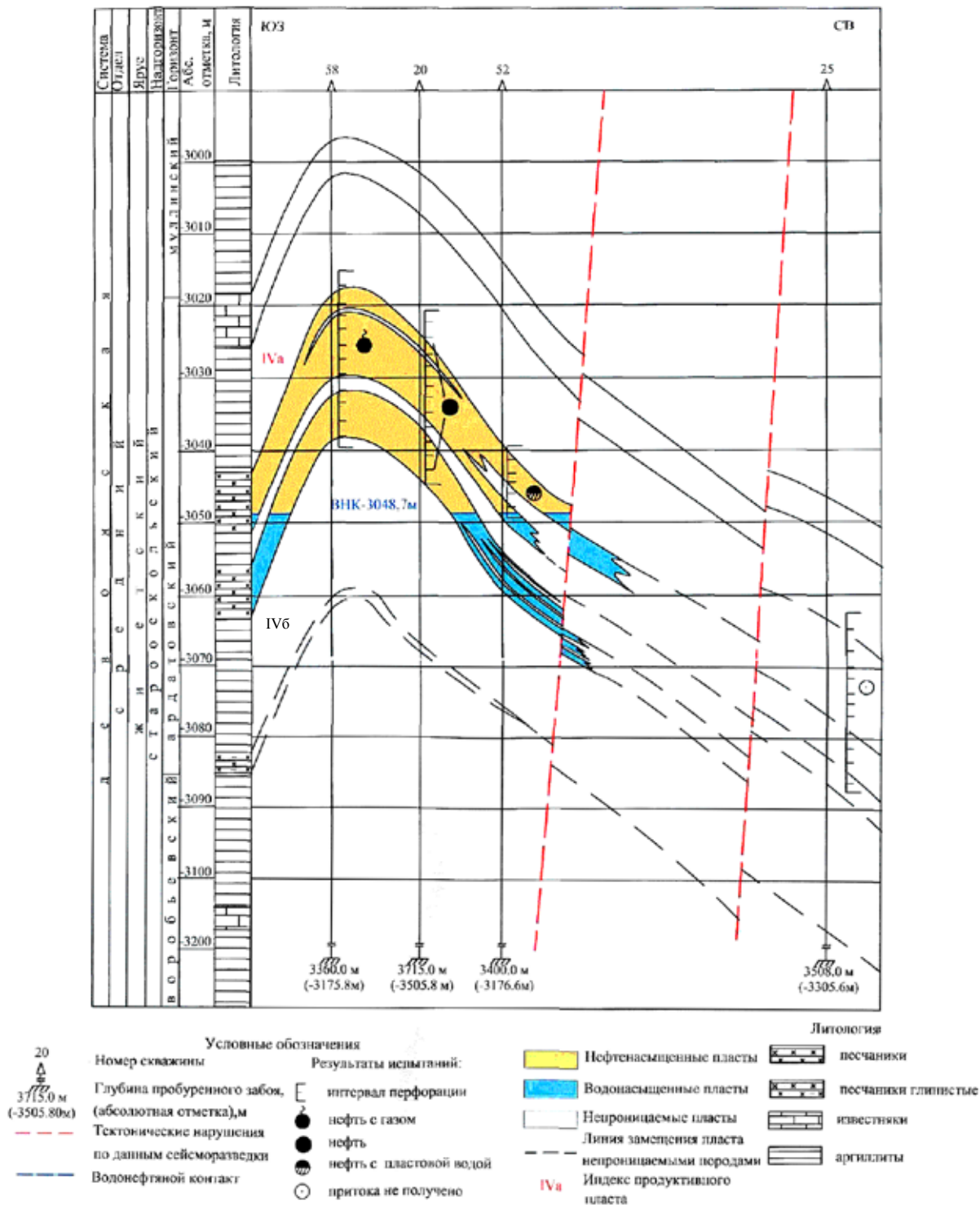
его на четыре тектонических блока, три из которых имеют самостоятельные нефтяные залежи. Блок IV продуктивной залежи не содержит.

Геологический разрез продуктивных отложений ардаатовского горизонта приводится на рисунке.

Блок I (скв. 1) ограничен тектоническим нарушением только с запада и опущен по от-

ношению к блоку II. Нефтяная залежь приурочена к круто падающему юго-восточному крылу антиклинальной складки. Размеры залежи 1,8×0,75 км.

Блок II (скв. 20, 24, 52, 54, 57, 58) ограничен со всех сторон разрывными нарушениями и представляет собой брахиантиклинальное под-



Геологический разрез продуктивных отложений ардаатовского горизонта Сплавнухинского месторождения по линии II-II.



нятие с двумя вершинами (скв. 58 и 24). Размер 3,8×2,0 км, амплитуда около 35 м.

Блок III (скв. 27) ограничен с севера и запада дизъюнктивными нарушениями, представляет собой присводовую, тектонически экранированную структуру, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Размеры залежи 3,7×1,3 км, амплитуда более 15 м.

Блок IV (скв. 42) ограничен с запада и востока тектоническими нарушениями и примыкает к блоку II. В структурном отношении тектонический блок IV приподнят по сравнению с блоком II. В разрезе отложений скв. 42 продуктивных залежей не выявлено. Продуктивный пласт замещается непроницаемыми породами.

Всего в разрезе ардатовского горизонта выделяется два пласта-коллектора – IVa и IVб –, отделяющихся друг от друга пачкой плотных аргиллитов толщиной до 22 м.

Основным эксплуатационным объектом Сплавнухинского месторождения являются нефтяные залежи, приуроченные к продуктивному пласту IVa ардатовского горизонта. Пласт IVб продуктивных залежей не содержит.

Продуктивный пласт IVa представлен переслаиванием полимиктовых и кварцевых песчаников, серых и светло-серых, мелкозернистых, слабослюдистых, с карбонатным цементом, прослоями и линзами алевролитов и плотных аргиллитов. Характерной особенностью песчаников является изменчивость их литологического состава и толщины. В скв. 42 продуктивный пласт полностью замещается непроницаемыми глинистыми разностями, в скв. 27 – только нижняя часть, а в скв. 57 – только верхняя часть.

К блоку I приурочен продуктивный пласт IVa, который вскрыт одной скважиной и является самым незначительным по своим размерам, общая толщина пласта 15,2 м, по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) выделяется два прослоя песчаника толщиной от 3 до 5,2 м. Нефтяная залежь, приуроченная к блоку I, пластовая, структурно тектонически экранированная.

Тектонический блок II ограничен со всех сторон разрывными нарушениями. В продуктивной части пласта IVa по ГИС выделяется от одного до шести прослоев песчаника, толщиной от 0,4 до 10,2 м. Нефтяная залежь пластовая, структурно тектонически экранированная.

Пласт IVб, залегающий в подошве ардатовского горизонта, имеет ограниченное распространение и контролируется зоной замещения, сложен аналогичными кварцевым песчаниками (скв. 20, 24 и 52). В большинстве скважин он замещается на алевролиты и непроницаемые глинистые разности. Общая толщина песчаного пласта изменяется от 0,4 до 3,4 м.

В блоке III продуктивный пласт IVa вскрыт скв. 27. Общая толщина пласта составляет 17,1 м, по ГИС выделяется три прослоя песчаника толщиной 2,6 м и 10,2 м.

Взаимное расположение проницаемых прослоев показано на рисунке.

Покрышкой для нефтяных залежей служит 100-метровая толща аргиллитов с прослоями глинистых известняков ардатовского и муллинского горизонтов.

Для литолого-петрофизической характеристики коллекторов использовался комплекс ГИС, включающий стандартный электрический каротаж (КС) с записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС); кавернометрию, боковой каротаж (БК), микрзондирование (МК), индукционный каротаж (ИК), радиоактивный каротаж (РК), в который входят гамма каротаж (ГК) и нейтронный гамма каротаж (НГК), в отдельных скважинах был проведен акустический каротаж (АК).

В разрезе ардатовских терригенных отложений коллекторы, как правило, хорошо выделяются по качественным признакам: отрицательной аномалией собственных потенциалов на кривой ПС, наличием глинистой корочки или номинальным диаметром на кавернограмме, приращением кажущегося электрического сопротивления микропотенциал зонда над микроградиент зондом, наличием градиента сопротивления на сопоставлении кривых индукционного каротажа и потенциал-зонда.

В изучаемом разрезе качественными признаками коллектора и относительно высокими сопротивлениями обладают породы с глинистостью по ГК достигающей 30%. Коллекторы неоднородны в литологическом отношении, поэтому величина граничной глинистости предшествующими работами не обоснована. По составу коллекторы представлены как кварцевыми, так и полимиктовыми песчаниками, возможно, встречаются коллекторы со слоистой глинистостью.

Граничное значение пористости, необходимое для выделения коллекторов по результатам количественной интерпретации ГИС, исследованиями 1978 г. принято равным 6%, что подтверждается результатами опробования в скв. 23, 25, не давших притоков при испытании пластов с пористостью 5,4–6%.

Для выделения кварцевых песчаников, которые по видовой классификации И.Е. Эйдмана (1972 г.) соответствуют коллекторам 1у, 2у и 5а типов, необходимо граничное значение пористости $K_{\text{пгр}} = 0,06$ д. ед. дополнить величиной граничной глинистости $K_{\text{гл}} = 0,10$ д. ед. Это дает возможность локализовать эту группу пород, обладающую наибольшей фильтрационной способностью [1].

Полимиктовым отложениям свойственны повышенные показания ГК за счет присутствия изотопа K^{40} , что делает возможным существование коллекторов при глинистости по ГК до 30%. Для выделения песчано-алевритовых коллекторов полимиктового состава (типы 4у, 7а, 7у по видовой классификации Эйдмана) использован дополнительный критерий – критическое значение относительной глинистости $\eta_{\text{гл}} < 0,7$.



Обладая определенным фильтрационным потенциалом, породы полимиктового состава по качественным признакам выделяются как коллекторы. В зоне предельного насыщения углеводородами коллекторы обладают повышенными сопротивлениями и по результатам электрометрии имеют характеристику нефтенасыщенных. Проницаемость таких пород изменяется от 3 до $10 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Для количественной интерпретации результатов ГИС использованы аппаратные палетки и зависимости, опубликованные в литературе [1–3].

1. Акустический каротаж.

Для интерпретации материалов АК предложены уравнения среднего времени с поправкой за глинистость:

$$\Delta T = \Delta T_{\text{ск}} + K_{\text{п}} \times \Delta T_{\text{ж}} + C_{\text{гл}} \times \Delta T_{\text{гл}}.$$

Интервальное время в скелете для песчаников принято равным 155 мкс/м, интервальное время в глинах 100 мкс/м, в жидкости 460 мкс/м.

2. Методы НГК+ГК.

Расчет коэффициента глинистости по результатам ГК, необходимый для выделения коллекторов и внесения соответствующих поправок в показания методов ГИС при оценке их параметров, проводился по известной палетке Ларионова [1, 32].

Определение нейтронной пористости проводилось с использованием аппаратных палеток для зонда СП-62, связывающих показания НГК в условных единицах с пористостью по известняку для разных диаметров скважин и при минерализации промывочной жидкости менее 15 г/л.

Плотному опорному пласту (пористость которого принята равной 2%) соответствуют максимальные показания НГК против карбонатного пласта D_2IV , залегающего в кровле ардатовских отложений. Априорное значение пористости глины для ардатовских отложений принимается равным 40%. По величине пористости в выбранном глинистом пласте и диаметру скважины определяется значение условной единицы НГК, и вся кривая НГК нормируется на величину условной единицы. Такая интерпретационная модель, в отличие от метода двух опорных пластов с логарифмической шкалой, эффективно работает в области низкой пористости при изучении карбонатных пород (оправдан выбор низкопористого известняка в качестве плотного опорного пласта), поправки за диаметр ствола скважины вводятся автоматически.

3. Метод ПС.

В ряде скважин отмечено ухудшение или отсутствие коллекторов в отложениях ардатовского горизонта, интервал записи может не содержать опорного пласта «песков» с максимальными показаниями ПС.

Анализ показаний ПС в ардатовском горизонте, соответствующих линиям «глин» и «песков», выявил некондиционность опорных пластов. Использование для каждого горизонта минимального показания ПС по ардатовскому

горизонту в качестве опорного пласта «песков» будет приводить к завышению пористости и занижению глинистости в породах с ухудшенными коллекторскими свойствами.

Выдержанные по площади пласты с максимальной амплитудой ПС встречены только в отложениях воробьевского горизонта. Для перехода от фактической максимальной амплитуды ПС к статической максимальной необходимо использовать коэффициент 0,63.

Определение коэффициента пористости по данным ПС проводилось по уравнению

$$K_{\text{п}} = 0,22\alpha_{\text{пс}} + W_{\text{гл}} \times C_{\text{гл}},$$

где $K_{\text{п}}$ – пористость; $\alpha_{\text{пс}}$ – амплитуда собственной поляризации; $W_{\text{гл}}$ – пористость глин, для глинисто-карбонатного цемента принята равной 0,03; $C_{\text{гл}}$ – массовая глинистость.

Уточнение коэффициента 0,22 выполнено по нескольким признакам:

1) по сопоставлению показаний ПС с пористостью по керну, отобранному из скважин Сплавнухинского месторождения и привязанного к кривой пористости по НГК;

2) совпадению с величиной минимальной пористости для чистых от глины кварцевых песчаников по видовой классификации Эйдмана;

3) максимальной теоретической пористости хорошо отсортированных песков (гранулометрическая характеристика: 90% песчаной фракции и 10% алевритовой) составляет 36%.

Исходя из линейности связи $\alpha_{\text{пс}} = f(K_{\text{п}})$ и соотношения величин фактической и статической амплитуд ПС равной 0,63 мы вправе перейти к соотношению

$$K_{\text{п}} \text{ max} = 0,63 \times K_{\text{п}} \text{ теор.} = 0,63 \times 0,36 = 0,222.$$

Для оценки коэффициента глинистости методом ПС использовалось эмпирическое уравнение, подобранное для интервалов, где на нормализованных кривых ГК и ПС отсутствует карбонатная или полевшпатовая составляющие:

$$C_{\text{гл}} = 0,97 \times \exp(-4,8\alpha_{\text{пс}}).$$

При интерпретации ПС под массовой глинистостью подразумевается сумма величин $C_{\text{гл}}$ и $C_{\text{карб}}$, поскольку интерпретационные возможности этого метода существенно ограничены и не позволяют проводить раздельную оценку глинистости и карбонатности. Более точную оценку глинистости получают по данным ГК.

4. Комплексирование методов ПС и ГК.

Комплексирование двух методов оценки глинистости (ПС+ГК) позволяет дать приближенную оценку ряда литологических характеристик, таких как карбонатность и алевритистость пород. Значение карбонатности для терригенных пород определяется из эмпирической формулы

$$C_{\text{карб}} = \frac{(1 - C_{\text{глгк}})(C_{\text{глпс}} + C_{\text{глгк}})}{C_{\text{глгк}} + 0,2} - 1,$$

при условии, что $C_{\text{глгк}} + 0,2 < C$

Содержание алевритового материала $C_{\text{алевр}}$ рассчитано вдоль ствола скважины по полиному



Лагранжа для трех узлов аналога интегральной гранулометрической кривой. На оценку величины алевроитовой составляющей наложено ограничение:

$$C_{\text{алевр}} > 0,5C_{\text{глинк}}$$

Возможность такого подхода проверена на большом объеме гранулометрических исследований по месторождениям Кюровдаг (Азербайджан), шельфа Каспийского моря, Тимано-Печорской провинции для однотипных коллекторов с глинисто-карбонатным цементом.

5. Методика определения коэффициента проницаемости.

Для расчета проницаемости предложена эмпирическая формула, полученная на выборке из более чем 300 образцов, на которых был выполнен гранулометрический анализ по ряду нефтегазонасыщенных регионов России и Азербайджана:

$$K_{\text{пр}} = 1,2 \left(\frac{C_{\text{спесч}}}{C_{\text{спесч}} + C_{\text{алевр}}} \frac{K_{\text{п}}}{K_{\text{пгр}}} \right)^{5,5}.$$

Величина граничной пористости для кварцевых песчаников ардатовского возраста составляет $K_{\text{пгр}}=0,06$.

Величина газопроницаемости для алевролитов, замеренная на керне поперек напластования, в несколько раз ниже, чем проницаемость, определенная вдоль напластования. Для образца низкопорового кварцевого песчаника (скв. 42) отмечен резкий рост проницаемости поперек напластования, видимо, связанный с трещиноватостью. Следует отметить, что для построения такой зависимости на материалах Сплавнухинского месторождения не имеется достаточного объема керновых исследований. Коллекторы сложные, в составе кластической части присутствуют кварц и полевые шпаты, в цементе – карбонатный и глинистый материал. Для ардатовских отложений характерно существенное уплотнение коллекторов за счет кальцитизации, однако замкнутый резервуар позволил сохранить от разрушения зерна полевых шпатов и обеспечить относительно высокую пористость полимиктовых пород (в целом не характерную для глубины залегания около 3000 м.). Сопоставление величин пористости, определенных по данным НГК, АК, ПС, показывает их удовлетворительную сходимость для полимиктового разреза и свидетельствует о том, что сложный состав пород может вызвать существенные погрешности при определении пористости по НГК и АК (до 5% и более) за счет литологических особенностей выделенных пластов.

В таких условиях наиболее достоверные определения пористости могут быть получены только по данным ПС, поскольку этот метод позволяет отсеять погрешности, связанные с повышенной пористостью полимиктовых песчаников и алевролитов, обусловленной присутствием неэффективной внутризерновой пористости и повышенным фоном ГК, не связанным с глинистостью данных пород. Остальные методы пористости

могут быть использованы для контроля основного метода или привлекаться для выделения трещинных коллекторов.

Присутствие трещинно-поровых коллекторов – карбонатов и уплотненных кварцевых песчаников не имеет широкого распространения, однако может увеличивать фильтрационный потенциал выделенных коллекторов.

Использование видовой классификации Эйдмана, которая была положена в основу подсчета запасов углеводородов 1978 г., при автоматизированной интерпретации ГИС ограничено в связи с субъективностью получаемых оценок и сложностью алгоритмизации этого вычислительного процесса.

Удельное электрическое сопротивление пластов-коллекторов определялось по материалам ИК после введения поправок за толщину пласта и, при необходимости, за сопротивление вмещающих пород [1]. При отсутствии ИК использовались показания 2-метрового потенциал-зонда или данные бокового метода.

Коэффициент водонасыщенности определялся с использованием стандартных связей: относительного сопротивления (параметра пористости) с пористостью и коэффициента увеличения сопротивления (параметра насыщения) с водонасыщенностью, которые для сильно цементированных терригенных пород Поволжья в соответствии с видовой классификацией Эйдмана имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} P_{\text{п}} &= K_{\text{п}}^{-2}, \\ P_{\text{н}} &= K_{\text{в}}^{-2}. \end{aligned}$$

Сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{в}}$ рассчитано для минерализации пластовой воды 240 г/л при температуре пласта 88°C и составляет 0,02 Ом·м.

Выделение нефтенасыщенных участков пластов и оценка уровня водо-нефтяного контакта проводились по резкому снижению показаний электрических методов при одинаковой пористости [2]. Анализ результатов обработки ГИС показал, что для коллекторов ардатовского горизонта критическое значение сопротивления составляет 8 Ом·м.

Величина остаточной водонасыщенности для терригенных пород приближенно определяется эмпирическим выражением, полученным в результате анализа материалов интерпретации ГИС в скважинах изучаемого месторождения. Для зоны предельного насыщения углеводородами

$$K_{\text{ов}} = (0,045 - 0,1K_{\text{п}}) / K_{\text{п}}$$

Для ряда выделенных пластов (скв. 2 – интервал 3271,3–3274,5 м; скв. 52 – интервал 3269,9–3272,3 м), для которых характерна пониженная пористость, выполняется условие, сформулированное М.М. Элланским [4]: при превышении величины критической водонасыщенности пласт будет работать только водой:

$$K_{\text{вкр}} = 0,3 + 0,7 \cdot K_{\text{ов}}$$

Сведения о пластах-коллекторах, общей, эффективной, нефтенасыщенной толщинах, полученных в результате интерпретации материалов ГИС, приведены в таблице.



Результаты интерпретации материалов ГИС ардаатовского горизонта Сплавнухинского месторождения

Номер сква Авт, м	Возраст	Глубина пласта, м		Абс. отметка, м	Толщина пласта, м	Исходные данные по ГИС			Литология	Характер насыщения	Кл, д.ед.	Кл, д.ед.	Кл, д.ед.	Примечания						
		Кровля	Подолова			Кровля	Подолова	Дс, мм							рп, Ом* м	НГК, у.е.	К _{пнк} , д.ед.	α _{пнк} , д.ед.	К _{пнк} , д.ед.	К _{пнк} , д.ед.
1-Спп 181,9	D21Va	3241,5	3246,7	-3059,6	-3064,8	5,2	5,2	230,8	23,2	2,83	0,079	0,40	0,118	0,533	Песчаник	Нефть	0,118	0,168	0,778	ВНК по подошве пласта
	D21Va	3253,7	3256,7	-3071,8	-3074,8	3,0	3,0	221,2	47,0	3,23	0,096	0,61	0,163	0,217	—	—	0,163	0,051	0,806	
2-Спп 270,4	15,2																			
	D21Va	3271,3	3274,5	-3000,9	-3004,1	3,2	0,0	279,8	13,9	2,85	0,057	0,38	0,087	0,618	—	—	0,087	0,165	0,563	Вода по испытанию, со-противление увеличено вследствие уплотнения
	D21Va	3277,1	3279,3	-3006,7	-3008,9	2,2	0,0	196,2	4,3	3,87	0,087	0,52	0,114	0,281	—	—	0,114	0,048	0,404	
	D21Va	3286,7	3289,7	-3016,3	-3019,3	3,0	0,0	199,6	3,4	2,66	0,160	0,61	0,134	0,341	—	—	0,134	0,080	0,423	
18,4																				
20-Спп 209,2	D21Va	3233,1	3234,9	-3023,9	-3025,7	1,8	1,8	259,7	18,9	2,90	0,085	0,23	0,078	0,588	—	—	0,078	0,129	0,581	Нефть
	D21Va	3235,5	3244,1	-3026,3	-3034,9	8,6	8,6	204,1	20,5	2,87	0,136	0,55	0,146	0,260	—	—	0,145	0,074	0,785	
	D21Va	3246,3	3253,3	-3037,1	-3044,1	7,0	7,0	209,1	12,4	3,32	0,080	0,39	0,112	0,049	0,521	—	0,112	0,132	0,642	
24-Спп 231,2	20,2																			
	D21Va	3245,7	3250,1	-3014,5	-3018,9	4,4	4,4	248,1	11,4	3,29	0,067	0,40	0,103	0,349	—	—	0,103	0,062	0,596	ВНК по подошве пласта
	D21Va	3252,1	3252,7	-3020,9	-3021,5	0,6	0,6	258,3	14,5	2,42	0,116	0,26	0,072	0,142	0,683	—	0,072	0,168	0,487	
	D21Va	3257,1	3259,5	-3025,9	-3028,3	2,4	2,4	228,9	11,3	3,26	0,073	0,41	0,106	0,020	0,530	—	0,106	0,133	0,604	
	D21Va	3259,9	3261,9	-3028,7	-3030,7	2,0	2,0	246,0	9,9	3,28	0,080	0,43	0,110	0,072	0,412	—	0,110	0,087	0,591	
	D21Va	3262,3	3263,1	-3031,1	-3031,9	0,8	0,8	279,0	22,7	2,99	0,050	0,31	0,083	0,039	0,632	—	0,083	0,159	0,644	
17,4																				
27-Спп 277	D21Va	3246,7	3249,3	-2969,7	-2972,3	2,6	2,6	217,1	8,6	2,67	0,122	—	—	0,120	0,522	—	0,122	0,161	0,603	ВНК по подошве пласта
	D21Va	3253,6	3263,8	-2976,6	-2986,8	10,2	10,2	221,7	16,6	2,63	0,144	—	—	0,159	0,285	—	0,144	0,075	0,759	
52-Спп 223,6	17,1																			
	D21Va	3262,7	3268,3	-3039,1	-3044,7	5,6	5,6	218,5	15,6	3,07	0,115	—	—	0,144	0,344	—	0,115	0,075	0,888	ВНК внутри пласта по испытанию и данным ГИС
	D21Va	3269,9	3272,3	-3046,3	-3048,7	2,4	2,4	212,7	18,0	2,87	0,117	—	—	0,214	0,408	—	0,117	0,064	0,716	
	D21Va	3272,3	3273,3	-3048,7	-3049,7	1,0	0,0	247,5	3,8	2,45	0,115	—	—	0,198	0,635	Песч.-алевр	0,115	0,226	0,372	
	D21Va	3277,7	3278,1	-3054,1	-3054,5	0,4	0,0	216,2	3,4	3,43	0,073	—	—	0,113	0,579	Песчаник	0,073	0,108	0,000	
	D21Va	3278,5	3279,5	-3054,9	-3055,9	1,0	0,0	216,0	3,0	3,38	0,076	—	—	0,111	0,592	—	0,076	0,114	0,000	
D21Va	3279,9	3281,3	-3056,3	-3057,7	1,4	0,0	221,3	8,7	3,48	0,063	—	—	0,149	0,583	—	0,063	0,108	0,237		
D21Va	3281,7	3282,9	-3058,1	-3059,3	1,2	0,0	243,7	3,8	2,58	0,084	—	—	0,095	0,678	—	0,084	0,207	0,133		
54-Спп 207,6	20,2																			
	D21Va	3232,5	3241,7	-3024,9	-3034,1	9,2	9,2	221,8	23,1	2,55	0,155	0,63	0,159	0,169	—	—	0,159	0,035	0,815	Нефть
	D21Va	3244,5	3247,7	-3036,9	-3040,1	3,2	3,2	245,4	12,3	3,36	0,046	0,29	0,081	0,507	—	—	0,081	0,088	0,500	
	D21Va	3247,7	3248,3	-3040,1	-3040,7	0,6	0,6	241,3	14,3	3,13	0,051	0,24	0,069	0,696	—	—	0,069	0,172	0,461	
15,8																				
57-Спп 212,2	D21Va	3236,3	3238,3	-3024,1	-3026,1	2,0	2,0	261,0	23,0	2,64	0,091	0,45	0,117	0,626	Песч.-алевр	—	0,117	0,211	0,747	ВНК по подошве пласта
	D21Va	3239,9	3240,7	-3027,7	-3028,5	0,8	0,8	251,1	28,8	2,35	0,149	0,40	0,104	0,680	—	—	0,104	0,236	0,746	
	D21Va	3241,5	3242,9	-3029,3	-3030,7	1,4	1,4	273,8	24,8	2,70	0,112	0,27	0,076	0,068	0,645	Песчаник	0,076	0,144	0,627	
	D21Va	3245,1	3251,5	-3032,9	-3039,3	6,4	6,4	228,3	20,8	3,60	0,086	0,48	0,123	0,142	0,376	—	0,123	0,082	0,747	
58-Спп 184,2	15,2																			
	D21Va	3202,1	3205,3	-3017,9	-3021,1	3,2	3,2	211,5	14,2	2,88	0,119	0,44	0,114	0,405	—	—	0,114	0,086	0,671	ВНК по подошве пласта
	D21Va	3205,7	3214,5	-3021,5	-3030,3	8,8	8,8	214,9	24,1	4,33	0,085	0,60	0,151	0,107	0,219	—	0,151	0,046	0,809	
	D21Va	3216,3	3222,7	-3032,1	-3038,5	6,4	6,4	202,9	18,9	3,74	0,079	0,55	0,140	0,096	0,179	—	0,140	0,037	0,767	
20,6																				



По результатам интерпретации данных ГИС пористость выделенных в разрезе коллекторов при средневзвешенном значении 0,113 д. ед. для месторождения в целом, изменяется для отдельных пластов от 0,069 до 0,163 д. ед. Для блоков I, II, III средневзвешенное значение пористости составляет 0,134, 0,125 и 0,139 д. ед., соответственно.

Коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,461 до 0,815 д. ед. по отдельным пластам. Коэффициенты средневзвешенной нефтенасыщенности по блокам составляют 0,788 (блок I), 0,712 (блок II) и 0,728 д. ед. (блок III).

Коэффициент проницаемости в скважинах 1, 20, 58, обеспечивших максимальные дебиты, достигает 58,7, 23,5 и 22,1·10⁻¹⁵ м², соответственно.

Из специальных методов ГИС для выявления интервалов с подвижной нефтью в потенциально продуктивных коллекторах рекомендуется проведение исследований индикаторного метода по радону (ИМР).

Таким образом, разработана надежная методическая основа определения коллекторских

свойств исследуемых пластов по материалам комплекса ГИС с использованием данных месторождений – аналогов. Получены обоснованные критерии определения эффективных толщин, коэффициентов пористости, глинистости, нефтенасыщенности продуктивных коллекторов ардаатовского горизонта Сплавнухинского месторождения.

Библиографический список

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М., 1984. 200 с.
2. Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М., 1981. 182 с.
3. Мичурин Г.В. Разделение пластов на коллекторы, возможные коллекторы и неколлекторы по данным ГИС // Недра Поволжья и Прикаспия. 2003. Вып. 34. С. 69–74.
4. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: Метод. пособие. М., 2001.

УДК. 552.53:553.632

ОТРАЖЕНИЕ В ПЕТРОМАГНЕТИЗМЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕРАСТВОРИМОГО ОСТАТКА ПО РАЗРЕЗУ СИЛЬВИНИТОВОГО ПЛАСТА ГРЕМЯЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.А. Московский¹, А.Ю. Гужиков¹, М.В. Решетников², А.С. Сорокин¹, С.А. Свидзинский³

Саратовский государственный университет, кафедра петрографии и минералогии

E-mail: MoskovskyGA@info.sgu.ru

¹кафедра динамической геологии и полезных ископаемых

E-mail: GuzhikovAY@info.sgu.ru

²кафедра геоэкологии

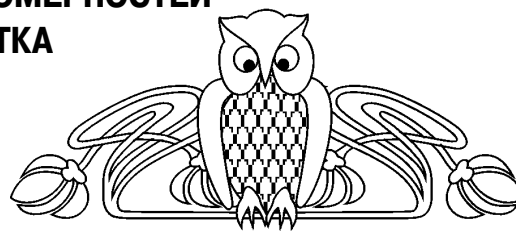
E-mail: rmv85@list.ru

³ОАО «ЕвроХим-ВолгаКалий»

E-mail: lavanda741@yandex.ru

Изложены результаты детальных петромагнитных исследований керн калийных солей кунгурской калиеносной толщи Гремячинского месторождения (Волгоградская обл.), которые позволили получить дополнительную информацию о седиментационной ритмичности и обосновать корреляционные уровни. Установлена взаимосвязь между изменениями магнитной восприимчивости и вариациями содержания нерастворимого остатка по разрезу сylvinitового пласта, на основе которой разработана методика экспрессной оценки качества сylvinitовых руд по петромагнитным данным. При использовании новой методики не требуется изготовления шлифов для просмотра под микроскопом и отпадает необходимость в длительной процедуре растворения солей с целью выделения нерастворимого остатка.

Ключевые слова: петромагнетизм, магнитная восприимчивость, нерастворимый остаток, седиментационная ритмичность, корреляционный уровень.



Petromagnetic Effect of an insoluble residue distribution in the sylvinit Layer Section of the Gremyachinskoe Deposit

G.A. Moskovskiy, A.Yu. Guzhikov, M.V. Reshetnikov, A.S. Sorokin, S.A. Svidzinskiy

The article presents results of the detailed petromagnetic analysis of the core samples of the potassium salts of the Kungurian potassium salt complex in the Gremyachinskoe deposit (Volgograd region), which allowed for obtaining additional information on the stratigraphic rhythmicity and for substantiating the correlation levels. The connection between magnetic susceptibility variations and changes in the insoluble residue content over sylvinit layer section has been identified and used as a basis for the development of a new express petromagnetic method of the sylvinit quality evaluation. This method involves no microscopic studies of the thin sections and eliminates the need for the prolonged insoluble residue extraction through salt dissolving.

Key words: petromagnetism, magnetic susceptibility, insoluble residue, stratigraphic rhythmicity, correlation levels.

Гремячинское месторождение сylvinitов располагается на юге Приволжской моноклинали, к северо-востоку от Северо-Котельниковского надвига. Сильвиниты месторождения связыва-