



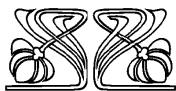
## ГЕОЛОГИЯ

УДК 550.83/84

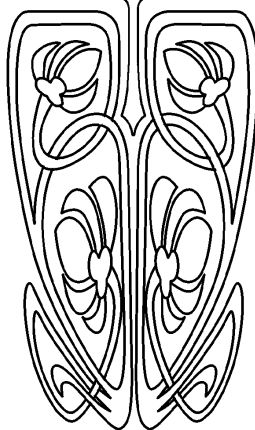
### РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА НА РАЗВЕДОЧНОЙ ПЛОЩАДИ САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

**Е. Н. Волкова**

Саратовский национальный исследовательский государственный университет  
имени Н. Г. Чернышевского  
E-mail: VolkovaEN@info.sgu.ru



НАУЧНЫЙ  
ОТДЕЛ



С целью повышения эффективности геофизической разведки на кафедре геофизики геологического факультета Саратовского университета разрабатывается оригинальная технология комплексирования, позволяющая оценить возможности выявления перспективных нефтегазоносных участков по кольцевым термомагнитным аномалиям, приуроченным к градиентным зонам областей гравимагнитного комплексного параметра или к участкам собственно геопотенциальных аномалий. В статье представлен опыт применения несейсмических элементов комплекса этой технологии. Применение такой технологии приведет к сокращению риска инвестиционных вложений в освоение недр на стадиях допоисковых и поисковых работ.

**Ключевые слова:** геофизика, геологоразведка, нефтегазоперспективность, ресурсы, комплексирование, аномалии гравитационные, магнитные, термомагнитные, газогеохимические, каппаметрия.

#### Results of Application of the Oil and Gas Potential Preliminary Assessment Exploration Technology over the Potential Area of Saratov Region

**E. N. Volkova**

To improve the efficiency of geophysical prospecting, the Department of Geophysics of the Faculty of Geology of Saratov State University develops original complexation technology allowing to evaluate the possibilities of identifying promising oil and gas areas by circular thermal-magnetic anomalies, limited to the gradient zones of areas of gravimagnetic complex parameter or geopotential fields anomalies itself. The article presents the experience of applying non-seismic elements of the complex of this technology. Application of the technology will lead to the reduction of risk of investments in development of mineral resources on the stages of pre-prospecting and prospecting works.

**Key words:** geophysics, geological exploration, oil and gas potential, resources, complexation, gravitational anomalies, magnetic anomalies, thermal-magnetic anomalies, gas-geochemical anomalies, magnetic susceptibility measurements.

DOI: 10.18500/1819-7663-2016-16-4-232-237

Основным методом поиска и подготовки объектов к бурению на нефть и газ является сейсморазведка, но за последние годы в Саратовской области этим методом открыто только одно значительное месторождение – Узеньское, расположенное в Новоузенском районе Саратовской области (Прикаспийская впадина). Объективно такое положение обусловлено сложным геологическим строением разреза Саратовского Поволжья. Субъективные причины низкой эффективности геофизической разведки связаны с тем, что любая геофизическая информация о разрезе является косвенной и нуждается в интерпретации, а этот процесс субъективный.

С целью повышения эффективности геофизической разведки на кафедре геофизики Саратовского университета разрабатывается ори-



гинальная технология комплексирования для применения ее на участках Прикаспийской впадины и сопредельных территорий.

В процессе формирования единой методологии, на основе которой создается указанная технология, выделяются *задачи*, которые могут быть наиболее эффективно решены с привлечением информации геопотенциальных методов.

Одна из них – традиционная задача выявления перспективных участков для постановки сейсморазведочных работ на нефть и газ. Данную задачу целесообразно решать с использованием карт направленного суммирования (карты комплексного параметра) значений аномалий гравитационного  $\Delta g$  и магнитного поля  $\Delta T$ . Методология комплексного параметра разработана [1] и опробована при решении многообразных геологических задач на кафедре геофизики Саратовского университета.

Направленное суммирование геопотенциальных полей основывается на существовании как общих, сосредоточенных, главным образом, в толще пород кристаллического фундамента геологических тел – источников аномалий  $\Delta g$  и  $\Delta T$  (аномалии, связанные с ними, называют моногеничными), так и разных, по преимуществу отождествляемых с плотностными неоднородностями слабомагнитных пород осадочного чехла и контрастно магнитными телами высокоплотных кристаллических пород. Общие источники (но разнознаковых аномалий – относительных максимумов в поле  $\Delta g$  и относительных минимумов в поле  $\Delta T$ ) есть и в осадочной толще – погребенные органогенные постройки, рифовые массивы и иные карбонатные тела, плотные и немагнитные, компенсированные более легкими и более магнитными терригенными либо легкими и слабодиамагнитными галогенными образованиями. Поэтому направленное суммирование предварительно нормированных и лишенных размерности карт (цифровых матриц)  $\Delta g$  и  $\Delta T$  позволяет максимумами комплексного гравимагнитного параметра КП-1 выявить участки, где аномалии моногеничны (прямое суммирование – прямое знаковое сочетание :  $+\Delta g, +\Delta T$ ), а максимумами комплексного параметра КП-2 (обратное суммирование или вычитание – инверсно-знаковое сочетание :  $+\Delta g, -\Delta T$ ) наметить аномогеничные зоны – погребенные карбонатные тела и пр. Карты комплексного параметра первого рода (КП-1) можно, используя терминологию Д. Девиса [2], называть картами «сходства», а карты КП-2 – картами «различий». Физико-геологическая природа аномалий КП и сама методология комплексного параметра более подробно рассмотрены в ряде публикаций [3 и др.]. Там же показана целесообразность использования методики картопостроения КП в качестве основы для компьютерного геофизического районирования территории. Идея суммирования может быть реализована и в профильном варианте, как это было показано в более ранних работах [4, 5 и др.].

В нефтяной геофизике любая работа с гравимагнитными данными неизбежно связана с решением задач *локализации* объектов поиска, выделения остаточных аномалий и их пространственной привязки к локальным геологическим структурам – источникам малоразмерных и малоамплитудных возмущений  $\Delta g$  и  $\Delta T$ , которые на гравиметрических и аэромагнитных картах проявляют себя в виде незамкнутых, сложных конфигураций изоаномал. Идея разделения эффектов, создаваемых различными источниками, и, тем самым, локализации аномалий доминировала в геопотенциальных методах с момента их появления на свет в виде частотных трансформаций и геологического редуцирования, а в более поздние времена появились корреляционные трансформации.

С появлением новых геофизических высокоточных приборов и технологий недропользователи требуют предварительной оценки нефтегазового потенциала объекта, для которой, по нашему мнению, следует операции с косвенными параметрами дополнить прямыми методами. На основе разработки такой методологии может быть создана в дальнейшем единая технология комплексной интерпретации разнородных геофизических и геохимических данных в виде компьютерной интерпретационной системы, многомодульной и сбалансированной, с математическим ядром вероятностно-статистического характера.

На современном этапе исследований разработана методика технологии комплексной интерпретации данных геофизических и геохимических исследований в задачах прямого поиска залежей углеводородов. Основные элементы предлагаемой технологии составили три этапа процедур комплексной обработки и интерпретации полевых и фоновых материалов.

Решение *задачи прямого прогнозирования залежей нефти и газа* структурируется как трех-этапное. На первом этапе осуществляется районирование территории. На втором проводятся полевые наблюдения на выделенных перспективных участках. В полевой комплекс включены методы грави- и магниторазведки, газогеохимии, термомагнитометрии, геоэлектрохимии. Перечисленные методы реализуются по большей части в авторских технологиях.

На третьем этапе осуществляются сопоставление и увязка результатов полевых работ с имеющимися фоновыми геологическими и геофизическими построениями, что дает возможность существенно повысить достоверность прогнозирования углеводородов.

Технология базируется на рациональном комплексе экспрессных геолого-геофизических методов полевых исследований. В процессе формирования рационального комплекса методов прогнозирования получено положительное решение на изобретение нового способа геофизической разведки и оценки нефтегазоносности перспективных объектов.



Работоспособность комплекса оценивалась на примере разведочных площадей, относящихся к различным регионам России, однако все эти оценки не были достаточными, поскольку ни по одной из площадей не имелось данных в формате полного комплекса. Для выхода на необходимый формат и получения всесторонних оценок потребовалось проведение специальных полевых исследований на натурной модели, в качестве которой было выбрано рядовое нефтяное месторождение в юго-западной части Саратовской области. Исследуемая территория в тектоническом отношении расположена в области сложнопостроенного Рязано-Саратовского прогиба. Сплавнухинский лицензионный участок находится на западе Иловлинско-Родниковской дислокации (или Сплавнухинского прогиба, по В. П. Шебалдину), отделяющей Карамышскую депрессию от Каменско-Золотовской зоны поднятий. Сплавнухинское нефтяное месторождение имеет сложное строение и представляет собой крупное горстовидное антиклинальное поднятие, разделенное тектоническими нарушениями с амплитудой сброса 10–20 м на четыре блока, три из которых имеют самостоятельные нефтяные залежи.

Промышленная нефтеносность на месторождении установлена в ардамовских отложениях среднедевонского возраста на глубине 3000 м.

Гравиметрические, магнитометрические, газогеохимические, каппаметрические, геоэлектрoхимические съемки с использованием современной высокоточной аппаратуры были проведены по густой сети на участке площадью 7,2 км<sup>2</sup>.

Терромагнитное и газогеохимическое обследование в пределах месторождения включало многообразные процедуры в 190 пунктах отбора проб. Применяемый терромагнитный метод выявления нефтегазовых структур [6, 7] основан на определении тонкодисперсных аутигенных минералов (пирит и сидерит), концентрация и размерность зерен которых недостаточны для их определения с помощью оптического или рентгеноструктурных методов. Опосредованно эта задача сравнительно просто решается путем нагрева пробы до температур 450–500° С, который ведет к трансформации пирита и сидерита в магнетит. За счет этих фазовых превращений резко возрастает магнитная восприимчивость почв. Величина прироста определяется соотношением  $dk = kt/k$ , где  $k$  – исходная магнитная восприимчивость почвенного образца, а  $kt$  – его величина после прогрева. Это отношение на фоновых участках, находящихся вне зон влияния УВ залежей, не превышает значений 1.1–1.5, редко достигает 1.8–2. Над зонами активной миграции УВ из залежей нефти и газа в зависимости от конкретных геологических условий  $dk$  варьирует от 3 до 30 и более единиц. При практическом применении установлено, что многие терромагнитные и газовые аномалии формируют

кольцевые или полукольцевые структуры над крыльями продуктивных антиклинальных поднятий. Непосредственно над залежами фиксируется терромагнитный минимум.

Съемочная сеть для геопотенциальных полей была составлена как правильная ортогональная система пунктов и профилей. Расстояние между профилями 200 м, расстояние между пунктами по профилям 200 м, густота сети 25 пунктов на квадратный километр. Такая сеть позволяет построить кондиционную отчетную гравиметрическую карту масштаба 1 :50000 с сечением изоаномал 0.05 мГал или 0.1 мГал. Среднеквадратическая погрешность определения силы тяжести на пункте составила  $\pm 0.007$  мГал.

На этапе интерпретации фондового материала результатов гравимагнитных съемок двусотысячного масштаба были вычислены карты комплексного параметра, на которых выявлен район центральной замкнутой изометричной аномалии сходства.

Конфигурация изоаномал сходства (КП1) (рис. 1) на юго-востоке участка в зоне скопления скважин частично совпала с геометрией изогипс отражающего горизонта, что подчеркивает структурный фактор изучаемого объекта, и выделила область месторождения.

Рассмотрим далее исходные и комплексные параметры, полученные в результате высокоточной съемки.

**В поле  $\Delta g$**  (рис. 2), освобожденном от влияния регионального фона, выделены два локальных максимума амплитудой 0,5 мГал и размером 1,5 км.

Первый – на юге – целиком находится в области контура нефтеносности и совпадает с участком, разделяющим склоны структурных вершин с продуктивными скважинами.

Второй – к северо-западу от скв. 2 – обладает меньшим размером и амплитудой, располагается над наиболее приподнятой областью участка.

**В поле  $\Delta T$**  осредненных значений микромагнитной съемки отмеченные области возмущений также четко локализованы (рис. 3), но знак аномалий здесь противоположный – это локальные минимумы порядка 3 нТл, которые можно исходя из теоретических соображений трактовать как обусловленные диамагнетизмом нефти.

Необходимо указать, что все продуктивные скважины, показанные на рис. 3, приурочены к градиентной зоне, огибающей изометричные минимумы  $\Delta T$ , или даже к минимальным значениям. Кроме названных, в магнитном поле намечается еще несколько минимумов, попадающих в контур территории, помеченной как перспективная по категории запасов  $C_1$ .

Интегральное и наиболее наглядное представление об особенностях распределения обоих геопотенциальных полей дает **карта гравимагнитного комплексного параметра КП1** (рис. 4), где минимальными значениями аномалий

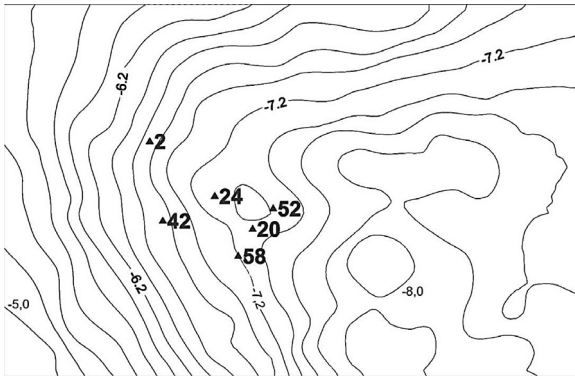


Рис. 1. Схема комплексного параметра сходства КП1:  
-7,2 – изолинии КП1; ▲24 – скважины

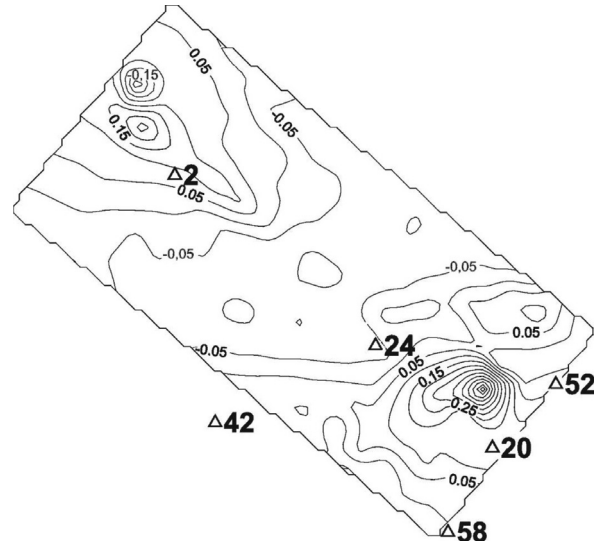


Рис. 2. Карта значений поля силы тяжести после снятия тренда 1-й степени:  
-0,05 – изолинии  $\Delta g$ ; ▲20 – скважины

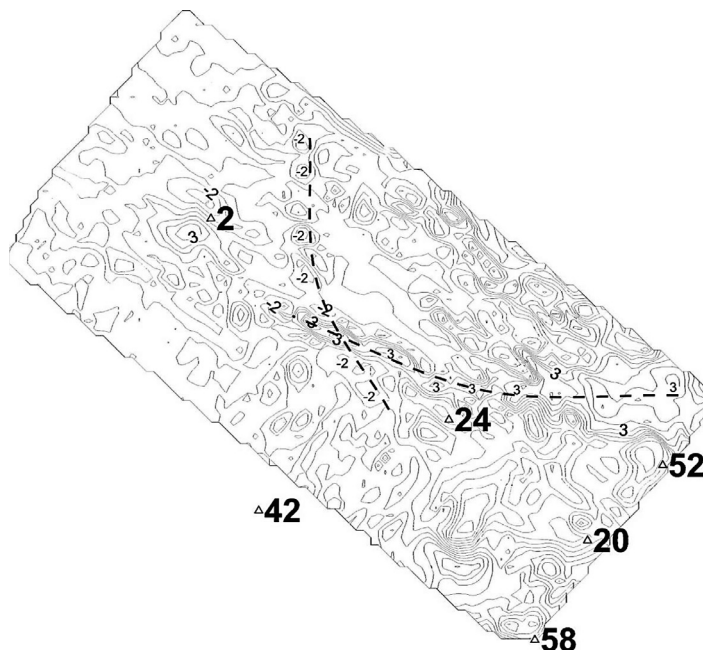


Рис. 3. Карта магнитного поля по результатам микромагнитной съемки:  
○ – изолинии  $\Delta T$ ; ▲24 – скважины; - - - – предполагаемый разлом

сходства выделены упомянутые возмущения. Обращает внимание факт наличия кольцеобразной структуры КП1 в межскважинном пространстве скв. 24, 20, 42.

Сопоставляя эту карту с особенностями распределения **терромагнитного (ТМК) поля** (рис. 5), можно отметить, что на общем пониженном фоне значений ТМК на юго-восточном участке, во втором тектоническом блоке фиксируется площадная аномалия, имеющая кольцеобразную структуру.

Область рядом со скв. 52 зафиксирована контуром отсутствия аутигенных минералов, что говорит о возможном наличии углеводородов. Указанная область совпадает с резкими знакопеременными полями КП, результат визуального анализа свидетельствует о приуроченности градиентных зон КП к зонам скопления углеводородов.

К области второго относительного максимума КП на северо-западе территории приурочена зона знакопеременной ТМК, которая совпадает с отмеченным относительным минимумом сходства.

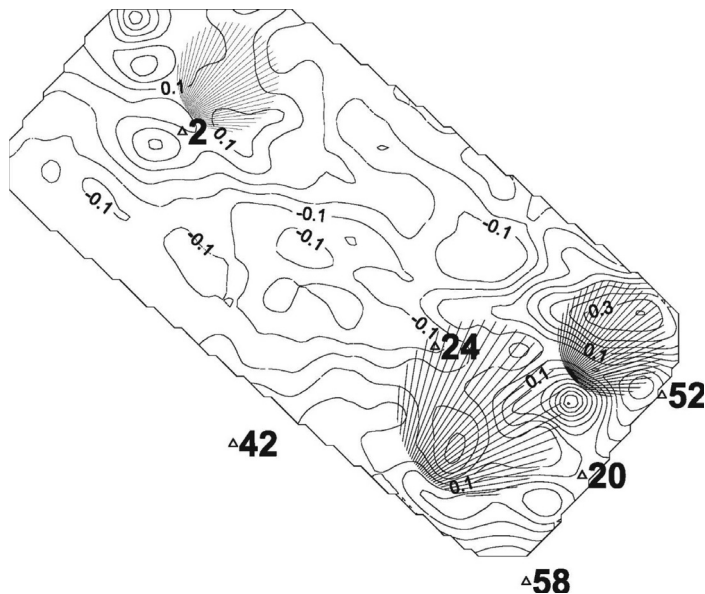


Рис. 4. Схема гравимагнитного параметра сходства КП1:  
-0.1 – изолинии КП1;  $\Delta$ 24 – скважины; – перспективные зоны по ТМК

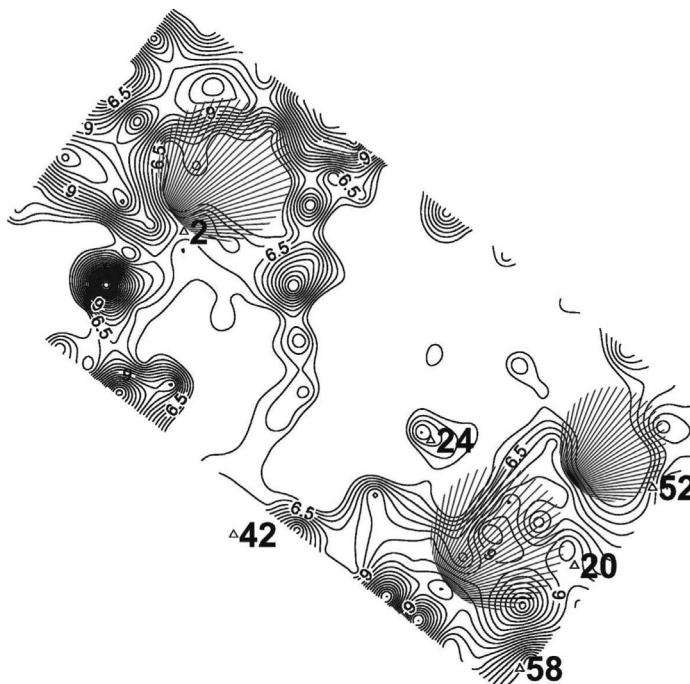


Рис. 5. Схема распределения терромагнитного (ТМК) коэффициента:  
-0.1 – изолинии КП1;  $\Delta$ 24 – скважины; – перспективные зоны по ТМК

Газовые аномалии вокруг экстремальных минимальных значений ТМК фиксируются только на периферийных участках, причем с утяжелением УВ газа от С1 до С6 локализация газовых аномалий становится более четкой, что говорит о хорошей сохранности области, совпадающей с контуром отсутствия газов.

По итогам выполненных работ на месторождении можно сделать предварительные выводы и рекомендации.

Основываясь на том, что отмечена хорошая корреляция геофизических аномалий с термо-

магнитными, можно говорить о правомерности теоретических предпосылок, из которых исходили разработчики упоминавшегося рационального комплекса.

Знаковая характеристика аномалий позволяет диагностировать их как обусловленные углеводородным фактором.

Опыт применения несейсмических элементов комплекса методов в рамках Прикаспийской впадины и сопредельных территорий позволяет говорить о возможности выявления перспективных участков по кольцевым терромагнитным



аномалиям, приуроченным к градиентным зонам аномальных областей гравимагнитного комплексного параметра или к участкам собственно аномалий.

Таким образом, можно утверждать, что создан комплекс методов прямого прогнозирования нефтегазовых залежей, который отличается широким охватом разносторонней информации, системно выстроенной с использованием единой технологической схемы способов ее получения и обработки.

Применение такой технологии позволит снизить вероятность получения погрешностей при прогнозировании, что приведет к сокращению риска инвестиционных вложений в освоение недр на стадиях допоисковых и поисковых работ.

#### Библиографический список

1. Рыскин М. И., Сокулина К. Б., Волкова Е. Н. Оптимизированная модель комплексной интерпретации геофизических данных в солянокупольных бассейнах // Геофизика. 2007. № 6. С. 11–20.
2. Дэвис Д. Статистика и анализ геологических данных. М.: Мир, 1973. 353 с.
3. Рыскин М. И., Сокулина К. Б., Барулин Д. А. Повышение эффективности геофизической разведки нефтегазоперспективных объектов путем комплексирования сейсмоданных с гравимагнитными // Геофизика. 2005. № 4. С. 14–21.
4. Березкин В. М., Киричек М. И., Кунарев А. А. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1978. 223 с.
5. Никитин А. А. Комплексная интерпретация геофизических полей при изучении глубинного строения Земли // Геофизика. 1997. № 4. С. 3–12.
6. Рыскин М. И., Волкова Е. Н., Михеев С. И., Фролов И. Ю., Шигаев В. Ю. Рациональное комплексирование геофизических и геохимических методов прогноза нефтегазовых залежей // Изв. высших учебных заведений. Геология и разведка. 2010. № 1. С. 59–64.
7. Молостовский Э. А., Фролов И. Ю. Использование терромагнитометрии при поисках месторождений нефти и газа // Палеомагнетизм и магнетизм горных пород: теория, практика и эксперимент: материалы междунар. семинара. Казань, 2004. С. 257–262.

#### Образец для цитирования:

Волкова Е. Н. Результаты применения технологии предварительной оценки нефтегазового потенциала на разведочной площади Саратовской области // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2016. Т. 16, вып. 4. С. 232–237. DOI: 10.18500/1819-7663-2016-16-4-232-237.

УДК [552.53:551.736.1] (470–925.22)

## ОСОБЕННОСТИ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ И АКЦЕССОРНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ В ПОРОДАХ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫХ СТАДИЙ ГАЛОГЕНЕЗА ВНЕШНЕЙ БОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ



О. П. Гончаренко, Г. А. Московский, Д. А. Шелепов

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского  
E-mail: goncharenkoop@mail.ru

В работе рассмотрены закономерности постседиментационных изменений пород заключительных стадий галогенеза на Гремячинском месторождении калийных солей. Установлена связь постседиментационных процессов с особенностями состава рапы, строения и закономерностями поступления терригенного материала. Отмечается существенная роль в карналлитовых породах частичного метасоматического замещения галита высаливания, а также диагенетических процессов в галогенных толщах, часто сопровождавшихся начальными фазами пликтивных деформаций. Приведённые результаты важны при латеральном прогнозе состава калийных и калийно-магниевого пород.

**Ключевые слова:** постседиментационные процессы, терригенный материал, метасоматоз, диагенез, пликтивные деформации, акцессории.

#### Features of Postsedimentation Alteration Sand Accessory Mineralization with in Rocks at Final Stages of Halogenesis in the Outer Slope Zone of the Caspian Depression

O. P. Goncharenko, G. A. Moskovskij, D. A. Shelepov

The paper deals with regularities of postsedimentation changes in rocks at the halogenesis final stages within the Gremyachinskoye potassium salt field. Relation ship has been revealed among the postsedimentation processes, brine composition peculiarities, structure and regularities of terrigenous material inflow. Substanti al role of partial metasomatic replace mentofsalting-out halite in carnallite rocks is specified, as well as the role of diagenetic processes in halogen series, frequently accompanied with initial phases of plicative deformations. The results presented here in are important for lateral predictions of potassium and potassium- magnesium rock compositions.

**Key words:** postsedimentation processes, terrigenous material, metasomatosi s, diagenesis, plicative deformations, accessories

DOI: 10.18500/1819-7663-2016-16-4-237-240