

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ САРАТОВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

Волкова Е. Н.

ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского», Саратов, Россия, e-mail: rector@sgu.ru

В последние годы в Саратовской области (Прикаспийская впадина) открыто только одно значительное месторождение. Объективные причины такого положения обусловлены в первую очередь сложным геологическим строением разреза Саратовского Поволжья, а субъективные причины низкой эффективности геофизической разведки связаны с косвенным характером любой геофизической информации о нефтегазоносности разреза. Несмотря на эти причины на современном экономическом этапе остается актуальной и задача предварительной оценки ресурсной привлекательности геологических участков. Опираясь на собственный опыт, коллектив кафедры геофизики Саратовского университета разрабатывает оригинальную технологию комплексирования, где предлагается дополнить прямыми характеристиками операции с косвенными параметрами. Технология базируется на рациональном экспрессном комплексе несейсмических методов полевых исследований и включает грави- и магниторазведку, газогеохимию, термоманометрию, геоэлектрохимию. Перечисленные методы реализуются по большей части в авторских технологиях. В статье изложена схема технологии и приведены результаты ее опробования на месторождении.

Ключевые слова: технология комплексирования; рациональный экспрессный комплекс; гравиразведка; магниторазведка; термоманометрия; геоэлектрохимия.

NEW TECHNOLOGY OF COMPLEXATION IN FORECASTING OIL AND GAS POTENTIAL IN THE SARATOV VOLGA REGION

Volkova E. N.

The Saratov State University of N. G. Chernyshevsky, Saratov, Russia, e-mail: rector@sgu.ru

In recent years, only one significant oil and gas field has been discovered in the Saratov Region (the Caspian depression). The external factor behind it is the complex geological structure of the geological profile of the Saratov Volga Region. The internal reason behind low effectiveness of geophysical exploration is associated with an indirect nature of any geophysical data on oil and gas bearing capacity of a geological profile. Despite this, preliminary assessment of how promising geological sites are remains crucially important at the current stage of economic development. Based on their experience, the research staff of the Department of Geophysics at Saratov State University have been developing an innovative technological process of complexation, which proposes to supplement operations with indirect parameters with forward characteristics. This technological process is based on a complex of rational rapid non-seismic methods of field research and involves gravity- and magnetic survey, soil gas sampling, termomagnetometry, and geochemistry. These methods are implemented for the most part in original technological processes. The paper presents an outline of this technological process and provides sample data of its testing in the field.

Keywords: technological process of complexation; complex of rational rapid non-seismic methods; gravity- and magnetic survey; termomagnetometry; geochemistry.

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.

С целью повышения эффективности геофизической разведки, опираясь на собственный опыт, коллектив кафедры геофизики Саратовского университета разрабатывает оригинальную технологию комплексирования для ее применения на участках Прикаспийской впадины и сопредельных территорий [4].

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 методика единой технологии комплексной интерпретации данных геофизических и геохимических исследований в задачах прямого поиска залежей углеводородов схематически разработана. Основные элементы предлагаемой технологии составили три этапа процедур комплексной обработки и интерпретации полевых и фондовых материалов.

1 этап выделения перспективных участков для постановки полевых работ (по фондовым геолого-геофизическим данным) включает:

1. Тренд- анализ поля Δg .
2. Геологическое редуцирование поля Δg .
3. Частотные преобразования поля Δg .
4. Корреляционные преобразования поля Δg .
5. Тренд анализ поля ΔT .
6. Частотные преобразования поля ΔT .
7. Корреляционные преобразования поля ΔT .
8. Вычисление карт корреляции ΔT и Δg .
9. Построение карт комплексного гравимагнитного параметра КП и схем районирования с выделением перспективных участков.

2 этап полевых работ включает:

10. Работу в кернохранилище по отбору образцов для минералого-петрофизического анализа.
11. Наземную грави- и магнитную съёмку.
12. Геоэлектрохимические зондирования.
13. Термомагнитное зондирование.
14. Газоадсорбционное зондирование.

15. Регистрацию естественного сейсмического фона (сейсмической эмиссии) и шумовой компоненты электромагнитного поля.

3 этап интерпретации включает:

16. Обработку данных полевых зондирований.

17. Интерпретационные процедуры с фондовыми материалами.

18. Анализ «геоэлектрохимических», газовых и «магнитных» проб с построением геоэлектрохимических, газовых, термомагнитных и комплексных карт.

19. Обработку результатов гравимагнитных съёмок с построением карт аномалий Δg , ΔT и КП, их частотными и корреляционными преобразованиями и выявлением участков аномальной возмущенности.

20. Анализ результатов сейсмических наблюдений с выделением зон аномальной сейсмической эмиссии.

21. Проведение исследований по изучению фона рассеянных волн.

22. Построение СЭВров и выявление аномалий комплексного сейсмоэлектроразведочного параметра.

23. Интерпретацию результатов минерало-петрографического анализа кернового материала с выявлением потенциально нефтегазоносных зон.

24. Попарное суммирование построенных карт с получением итоговой карты. Редактирование итоговой карты с выделением аномальных зон по дополнительным сейсмо и электроразведочным материалам.

25. Построение совокупности итоговых временных и глубинно-динамических разрезов с выделением интервалов и участков прогнозной нефтегазоносности.

26. Построение согласованной ФГМ разреза в 2^x и 3^x мерных вариантах.

27. Составление рекомендаций на проведение детализационных геофизических и буровых работ.

Таким образом, решение задачи прямого прогнозирования залежей нефти и газа структурируется как трехэтапное [3]. На первом этапе осуществляется районирование территории. На втором этапе 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 [1, 5, 6].

На третьем этапе осуществляется сопоставление и увязка результатов полевых работ с имеющимися фондовыми 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 [2].

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, приуроченное к Иловлинско-Родниковской дислокации.

Изучаемая структура представляет собой обширный приподнятый блок, ограниченный с трех сторон тектоническими нарушениями с амплитудой сброса 10–20 м.

Промышленная нефтеносность на месторождении установлена в ардатовских отложениях среднедевонского возраста. Залежи нефти приурочены к продуктивному пласту ардатовского горизонта на глубине 3000 метров.

В пределах небольшого участка размером 7,2 км² были проведены по густой сети гравиметрические, магнитометрические, газогеохимические, каппаметрические, геоэлектрохимические съемки с использованием современной высокоточной аппаратуры.

Термомагнитное и газогеохимическое обследование в пределах месторождения включало многообразные процедуры в 190 пунктах отбора проб. Применяемый термомагнитный метод выявления нефтегазовых структур 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 термомагнитные и газовые аномалии формируют кольцевые или полукольцевые структуры

над крыльями продуктивных антиклинальных поднятий. Непосредственно над залежами фиксируется термомагнитный минимум.

Съемочная сеть для геопотенциальных полей была составлена как правильная ортогональная система пунктов и профилей. Расстояние между профилями 200 м, расстояния между пунктами по профилям – 200 м, густота сети – 25 пунктов на кв. км. Такая сеть позволяет построить кондиционную отчетную гравиметрическую карту 50000 тысячного масштаба с сечением изоаномал 0.05 или 0.1 мГал. Среднеквадратическая погрешность определения силы тяжести на пункте составила ± 0.007 мГал.

На этапе интерпретации фоновое материала результатов гравимагнитных съемок 200000 тысячного масштаба были вычислены карты комплексного параметра, на которых был выявлен центральный максимум аномалии сходства.

Используя карты, как схемы районирования территории, в то же время можно констатировать их ограничения, в частности, на них не наблюдается участка, аналогичного эталонному – зоне скопления скважин на юге территории.

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

В поле Δg рисунка 1, освобожденном от влияния регионального фона, выделено два локальных максимума амплитудой 0,5 мГал и размером 1,5 км.

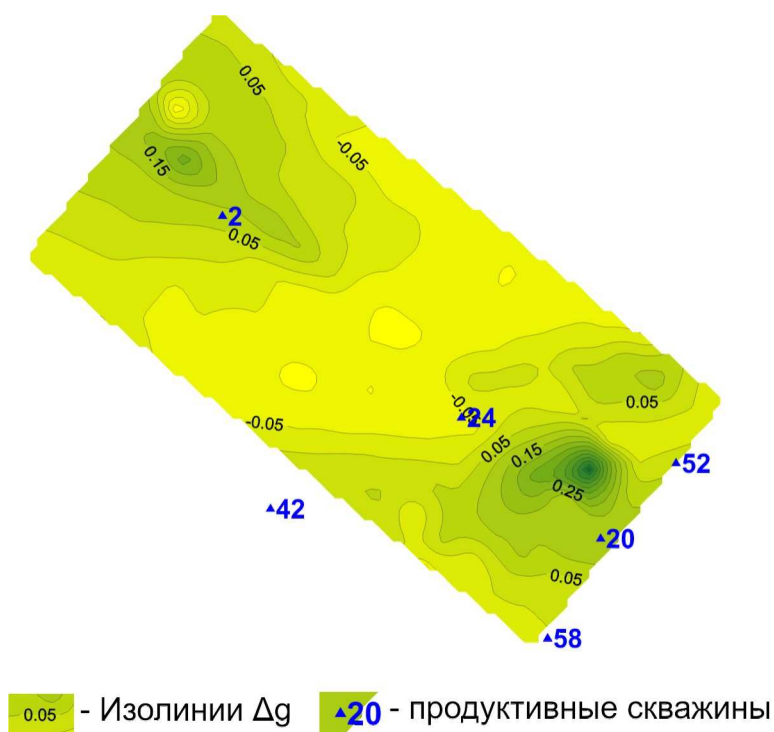


Рис.1. Карта локализованных аномалий Δg

Первый 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 ΔT осредненных значений микромагнитной съемки отмеченные области возмущений также четко локализованы, но знак аномалий здесь противоположный – это достаточно интенсивные локальные минимумы 3 нТл, которые можно, исходя из теоретических соображений, трактовать как обусловленные диамагнетизмом нефти.

С учетом вышеизложенного необходимо указать, что все продуктивные скважины, показанные на схеме, приурочены к градиентной зоне, оконтуривающей изометричные минимумы ΔT , или даже к минимальным значениям, но не к отрицательным экстремумам. Кроме названных, в магнитном поле намечаются 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 разностного гравимагнитного комплексного параметра КП**, где максимальными значениями выделены упомянутые возмущения.

На схеме КП по результатам высокоточной съемки выделяются аналогичные зоны, что позволяет надеяться на благоприятный прогноз углеводородов северо-западнее скважины 2. Сопоставляя эту карту с особенностями распределения **терромагнитного (ТМК) поля рисунка 2**, можно отметить, что на общем пониженном фоне значений ТМК на юго-восточном участке, во втором тектоническом блоке фиксируется площадная аномалия, имеющая кольцеобразную структуру.

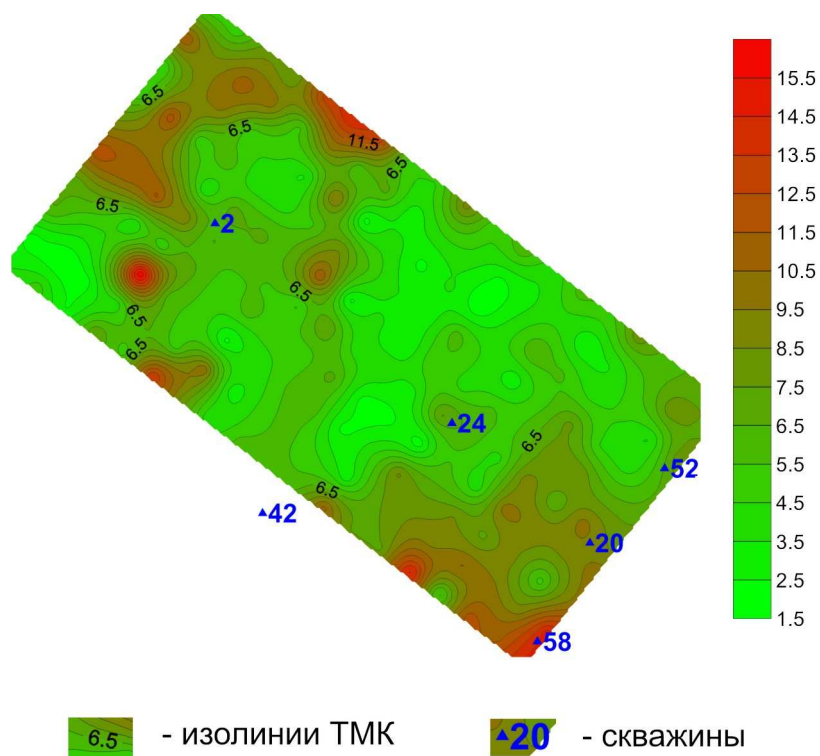


Рис. 2. Схема распределения терромагнитного (ТМК) коэффициента

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

К области второго максимума КП на северо-западе территории приурочена зона знакопеременной ТМК, которая совпадает с отмеченным максимумом КП. 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, прогазовка над сводом структуры отсутствует, что говорит о ее хорошей сохранности.

В итоге выполненных работ на месторождении можно сделать предварительные **выводы и рекомендации.**

Основываясь на том, что отмечена хорошая корреляция геофизических аномалий с термомагнитными и геоэлектрохимическими, 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 выявлять перспективные участки по кольцевым термомагнитным аномалиям, приуроченным к градиентным зонам аномальных областей гравимагнитного комплексного параметра или к участкам собственно аномалий.

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.

Список литературы

1. Молостовский Э.А., Фролов И.Ю. Использование термомагнитометрии при поисках

месторождений нефти и газа // Палеомагнетизм и магнетизм горных пород: теория, практика и эксперимент: Материалы междунар. семинара. – Казань, 2004. – С. 257–262.

2. Патент РФ №2009117565/28, 12.05.2009. Рыскин М.И., Волкова Е.Н., Шигаев В.Ю., Шигаев Ю.Г., Фролов И.Ю., Михеев А.С. Способ геофизической разведки месторождений нефти и газа // Патент России № 2402049. 2010. Бюл. № 29.

3. Рыскин М.И. Физико–геологические основы прогнозирования нефтегазоперспективных объектов методами разведочной геофизики и практика их применения // Известия Саратовского университета. Серия Науки о Земле. – 2007. – № 7(2). – С.40-53.

4. Рыскин М.И., Волкова Е.Н., Михеев С.И., Фролов И.Ю., Шигаев В.Ю. Рациональное комплексирование геофизических и геохимических методов прогноза нефтегазовых залежей // Известия ВУЗов. Серия Геология и разведка. – 2010. – № 1. – С. 59-64.

5. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. Геофизические основы тектонического районирования платформенных территорий // Геология нефти и газа. – 1995. – № 3. – С.15-22.

6. Шигаев В.Ю., Шигаев Ю.Г. Геоэлектрохимические исследования при поисках нефтегазоперспективных объектов. – Саратов: ГосУНЦ «Колледж», 2002. – 147 с.

Рецензенты:

Михеев С.И., д.г.-м.н., профессор, зам. генерального директора АО НВНИИГГ, г. Саратов;

Губатенко В.П., д.ф.-м.н., профессор кафедры геофизики геологического факультета ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского», г. Саратов.