

Голоух Татьяна Ивановна,

начальник группы отдела проектирования ГРП по Западной Сибири

Илюшкина Александра Викторовна,

геолог отдела планирования ГРП по Западной Сибири,

ОАО «Сургутнефтегаз»,

г. Сургут, ХМАО-Югра, Россия

ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА

В статье рассмотрена связь аномальных зон, выделенных по данным распределения геотемпературного градиента, грави- и магниторазведки на лицензионном участке (ЛУ) Красноленинского свода. По данным собственных исследований и изучения литературных и интернет источников проведены попытки выявить аналогии, установить генетическую связь нефтегазоносности с тектоническими разломами.

Ключевые слова: залежи углеводородов, коллектор, фундамент, аномалии, глубинные тектонические разломы, рифтогенная стадия, флюид.

В условиях, когда на территории Западной Сибири большая часть ловушек антиклинального типа выявлена, геолого-разведочные работы необходимо ориентировать на поиск залежей углеводородов в нетрадиционных коллекторах, в том числе в породах фундамента и коры выветривания. Прогнозирование коллекторов и выделение залежей в фундаменте - сложный процесс, основанный на понимании природы их формирования и применении комплексного анализа результатов сейсмических, геофизических, гравимагнитных и других исследований. В связи с чем, перед геологами часто возникает задача выбора методологии при выделении ловушек в подобных объектах.

Залежи углеводородов в толще фундамента, как правило, связаны с различными аномалиями: магнитными, гравитационными, температурными, образование которых можно объяснить генетической связью нефтегазоносности с глубинными тектоническими разломами, являющимися путями миграции флюидов в рифтовых зонах.

Рифтогенная стадия – это период в развитии земной коры, в течение которого происходило раскалывание и раздвигание континентальной коры или ранее замкнувшейся более древней океанической структуры. Комплексы рифтогенной стадии представлены чередующимися осадочными и вулканогенными породами [1].

Сегодня геологами уже доказана связь флюидотермальных процессов с формированием проницаемых резервуаров и аккумуляцией в них углеводородов во многих нефтегазоносных провинциях мира. Известно, что высокотемпературные потоки флюидов вызывают изменения минерального состава горных пород, структуры порового пространства и их проницаемости. Влияние глубинных процессов на фильтрационно-емкостные свойства породы может быть как положительным (за счет образования каверн и разуплотнения породы вокруг трещин), так и отрицательным (за счет залечивания трещин продуктами гидролиза и растворения определенных минералов). На фотографии шлифа (рис. 1) видны трещины, являющиеся каналами миграции высокотемпературных потоков флюидов и газов, а также ореолы вокруг трещин, указывающие на образование вторичной пористости пород [1].



Рисунок 1 – Вид трещин на микрошлифе образца породы

На месторождениях Красноленинского нефтегазоносного района в образованиях пермо-триасового вулканогенно-осадочного комплекса и в верхней части кристаллического фундамента обнаружены значительные по величине залежи нефти и газа. Коллекторы относятся к трещинно-каверновому

типу, по данным кернового материала породы – вулканические туфы, дациты, риолиты, трахидациты, агломератовая кластолава, переработаны экзогенными, тектоническими и флюидодинамическими процессами.

Для изучения связи нефтегазоносности с глубинными разломами рассмотрено одно из хорошо изученных месторождений Красноленинского свода, по которому построена карта распределения температурных градиентов (рис. 2а).

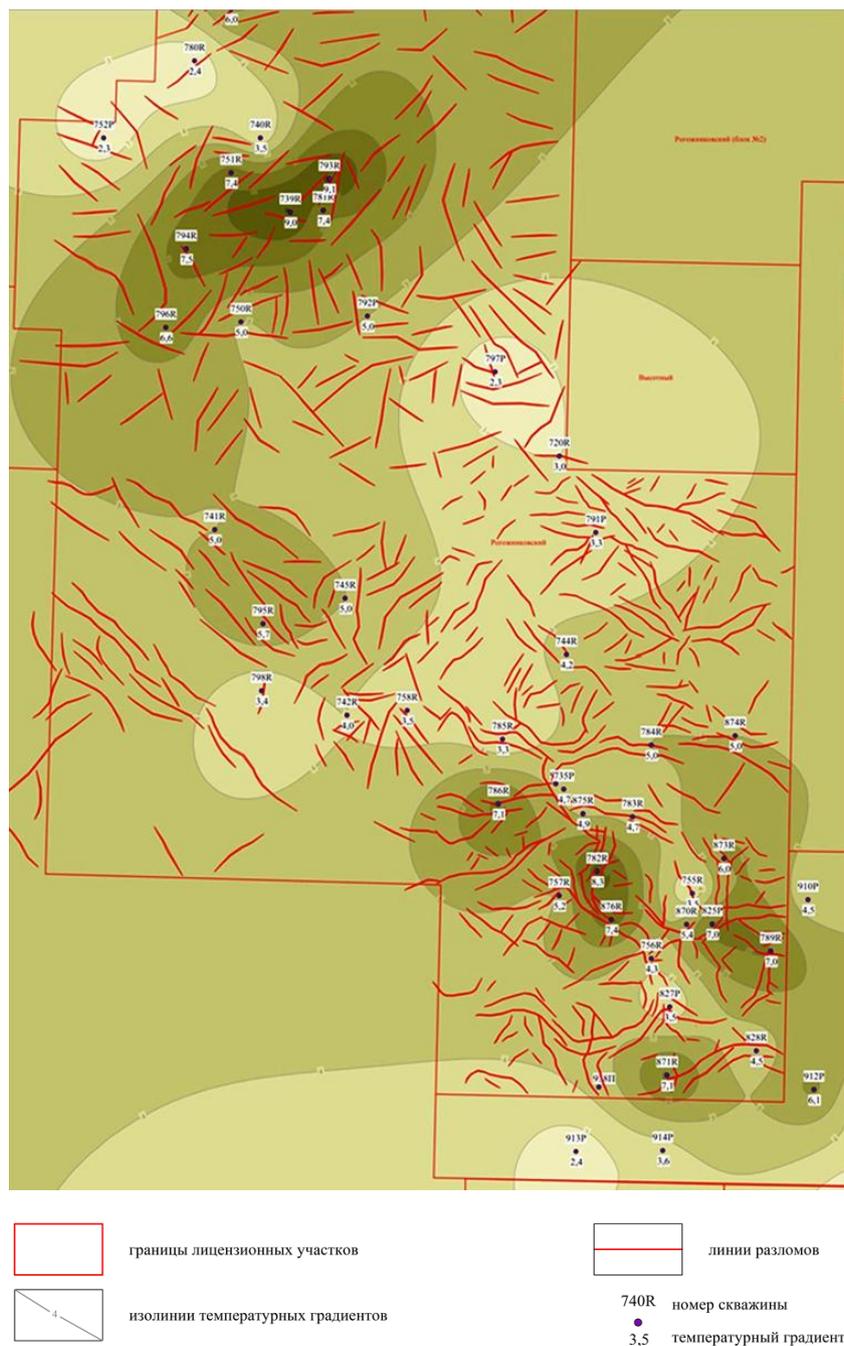


Рисунок 2а – Карта распределения температурных градиентов месторождений Красноленинского свода

На карте видно, что в некоторых скважинах, находящихся в аномальных зонах геотермический градиент в три и более раз отличается от нормального, что может объясняться вертикальной миграцией водонефтяных флюидов и газов по тектоническим нарушениям, широко развитым в пределах Красноленинского свода. С целью получения поисковых критериев, карта распределения температурных градиентов сопоставлена с данными гравимагнитных исследований, проведенных в исследуемом районе в 2009 г. (рис. 2б) [2].

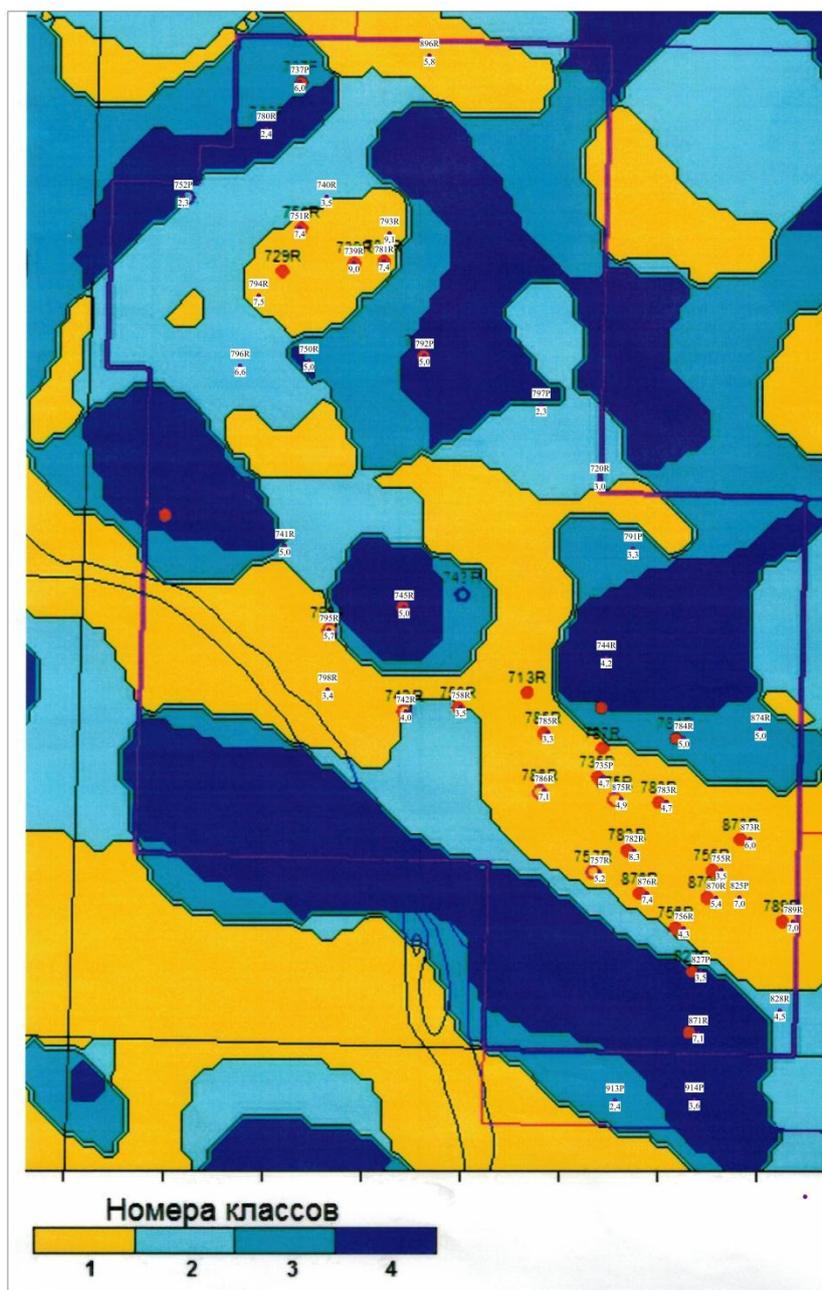


Рисунок 2б – Карта результатов знаковой классификации

В результате чего установлено, что зоны положительных геотемпературных аномалий согласуются с отрицательными локальными аномалиями гравитационного и магнитного полей.

Изменчивость гравитационного поля свидетельствует о процессах, связанных с изменением плотности и образованием пустотного пространства. Локальное понижение поля силы тяжести вызвано повышенной трещиноватостью части разреза [2]. В свою очередь, отрицательные значения магнитного поля указывают на наличие углеводородов, так как нефть является диамагнетикам в отличие от вмещающих ее пород [3]. В зависимости от знаков гравитационного и магнитного полей на участке выделено четыре класса локальных аномалий (табл. 1).

Таблица 1 – Классы локальных аномалий в зависимости от знаков гравитационного и магнитного полей

Номер класса	1	2	3	4
Знак локальной гравитационной аномалии	-	+	-	+
Знак локальной магнитной аномалии	-	-	+	+

На диаграмме (рис. 3) видно, что подавляющая часть высокопродуктивных скважин приурочена к первому классу, представляющему собой сочетание отрицательных локальных гравитационных и магнитных аномалий. Следовательно, одним из поисковых критериев при выделении перспективных объектов может являться совпадение по отрицательному знаку магнитного и гравитационного полей в зоне повышенных температур.

Температура в пласте определяется близостью к проводящим глубинным разломам, плотностью теплового потока, а также вещественным составом горных пород и их теплопроводностью. В связи с чем, можно предположить наличие связи между нефтегазоносностью пород и их составом. Однако, по данным анализа керн и результатов бурения скважин закономерностей не выявлено.

В Западной Сибири в доюрском комплексе залежи углеводородов приурочены к блокам фундамента различного вещественного состава.

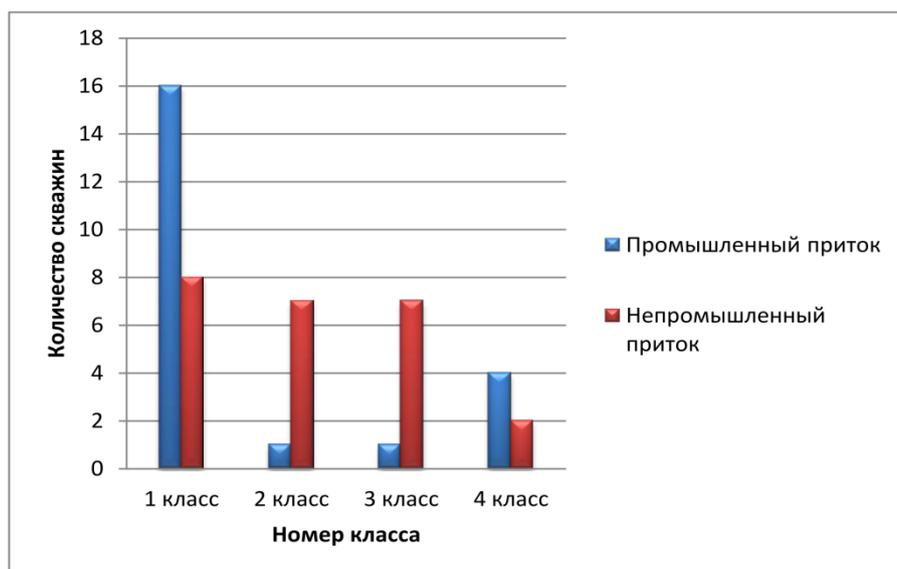


Рисунок 3 – Диаграмма распределения продуктивности скважин относительно классов локальных гравимагнитных полей

Признаки нефтегазоносности установлены в различных по петрографическому составу породах: от ультраосновных, основных, кислых интрузивных и эффузивных магматических до метаморфических и эффузивно-осадочных пород. Зависимость продуктивности скважин от состава пород не установлена. По генезису коллекторы являются вторичными, они сформировались при сочетании эрозионных, деформационных и гидротермальных процессов. С областями восходящих потоков ассоциируются положительные температурные аномалии, с нисходящими - отрицательные аномалии [5].

Выводы:

1. Залежи углеводородов в трещинно-каверновых коллекторах доюрского комплекса связаны с проводящими глубинными тектоническими разломами, являющимися путями миграции флюидов в рифтовых зонах.
2. Совпадение положительных температурных аномалий и отрицательных локальных гравитационных и магнитных аномалий может служить поисковым критерием для выделения ловушек углеводородов.

3. Зависимость продуктивности скважин от состава пород не выявлена. По генезису коллекторы являются вторичными, они сформировались при сочетании эрозионных, деформационных и гидротермальных процессов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Карнаухов С.М., Леонова Е.А. Геологическое строение и нефтегазоносность северного шельфа Вьетнама (Шонгхонгский прогиб): в 2 частях. Ч. 2. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 167 с.: ил.

2. Ванисов А.М., Шелихов А.П., Куликов Д.П., Тренин Ю.А. Строение и прогноз нефтегазоносности доюрского основания Рогожниковско-Ляминской зоны (8 поисковых и лицензионных участков) по гравимагнитным и сейсморазведочным данным: Труды ЗАО «ЗапСибЮг». – Тюмень: ЗапСибЮг, 2009. – Вып. 66. – С. 46 - 48.

3. Сусанина О.М. Прогнозирование нефтеперспективных зон в палеозойских отложениях Западной Сибири по комплексу геофизических данных. Материалы X конференции ЗАО «Пангея» «Формула успеха в разведке и разработке месторождений нефти и газа». – Москва, 2011.

4. Предтеческая Е.А., Фомичев А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №1.

5. Кирюхин А.В., Шадрина С.В., Пузанков М.Ю. Моделирование термогидрогеохимических условий формирования продуктивных резервуаров в вулканогенных породах // Вулканология и сейсмология. – 2013, – №2. – С. 90-104.