

Скважины разной продуктивности закономерно располагаются относительно центров купольных структур Северного месторождения (рис.2).

В центре купольной структуры располагается скважина 2, не продуктивная по всем позициям (даже по юре), с измененными геофизическими параметрами баженовской свиты [2]. Продуктивности разрезов скважин возрастают от центра структуры в юго-восточном направлении, к наиболее продуктивной скважине 76 (стрелка на карте). В противоположном направлении продуктивных скважин нет.

Удаление от центра структуры в секущих направлениях дает разный эффект в отношении продуктивностей разреза в целом и отдельных его горизонтов. В северо-восточном направлении (выклинивание структуры в целом) происходит резкое уменьшение интервала продуктивности (от 47 и 64 – к 7) и продуктивности скважины в целом (11 – пустая скважина). В юго-западном направлении (к Южному куполу, 311) понижение продуктивности происходит медленнее (66, 37). Характерно, что во всех упомянутых скважинах, кроме 7, самый верхний горизонт разреза ПК1 – нефтеносный, а промежуточные горизонты до Ю1 – пустые (табл.). При вскрытии горизонта Ю1 – это хороший признак прогноза продуктивности скважины на глубину.

Выявленные закономерности позволяют предположить в качестве основной причины и уникальности самого Северного нефтегазоконденсатного месторождения, и пространственного (на глубину и в плане) изменения его нефтегазоносности - близость к Уренгойско-Колтогорскому грабен-рифту, на широте Северного месторождения резко меняющего свое простирания от субмеридиального на северо-восточное.

Литература

1. Загоровский Ю.А. Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 6. – С. 48-50.
2. Чупин Е.А. Геофизическая характеристика баженовской свиты и нефтегазоносность разреза Северного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – 2016. – Т. 1. – С. 507-559.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ УСТЬ-ЛЕНСКОГО ПОЯСА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

А.В. Бессмертная

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для оценки потенциальных ресурсов российского сегмента Арктики В.П. Гаврилов [2] уточнил понятие пояса нефтегазонакопления, в котором им «генетически связываются между собой процессы образования и накопления углеводородов в земной коре с геодинамической эволюцией литосферы». По его классификации Усть-Ленский пояс нефтегазонакопления (НГН) относится к внутриконтинентальным высокоресурсным рифтогенным поясам. Благодаря рифтогенной природе, Усть-Ленский пояс НГН (полирифт) хорошо прослеживается на геофизических картах, особенно на карте аномального магнитного поля [1, 3]. Он протягивается от устья Лены до шельфа Моря Лаптевых, где стыкуется с южным окончанием срединно-океанического хребта Гаккеля, который является границей двух крупных литосферных плит – Евразийской и Североамериканской. Непосредственная близость хребта Гаккеля определило главную отличительную особенность шельфа моря Лаптевых – повышенную сейсмическую активность.

В отличие от западнее расположенных российских арктических шельфов с открытыми гигантскими месторождениями (три из них – в десятке мирового рейтинга), в шельфовой части Усть-Ленского пояса НГН нет скважин и выявленных месторождений, и прогноз потенциальной нефтегазоносности сделан по косвенным признакам, в том числе и геофизическим [1, 3].

Цель настоящих исследований – выявление геолого-геофизических закономерностей Усть-Ленского пояса НГН в южной его части, в пределах Лено-Тунгусской нефтегазонасыщенной провинции. Источники фактического материала – Карты аномального гравитационного и магнитного полей, изданные Комитетом РФ по геологии и использованию недр (Москва, 1995), работы [1, 2, 4], другие опубликованные данные, в том числе и по месторождениям провинции.

Результаты проведенных исследований кратко сводятся к следующему.

- Усть-Ленский пояс включает в себя пять зон нефтегазонакопления (НГН). Это Ярактинская, Верхнечонская, Талакано-Чаяндинская, Ботуобинская зоны НГН в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазовой области (НГО) и Ангаро-Ковыктинская зона НГН в пределах Ангаро-Ленской НГО [4]. Они характеризуются преимущественно вендским возрастом нефтегазоносных комплексов, разнообразием ловушек и фазового состава залежей, контролируются тектоническими структурами (Непский свод, Ковыктинский выступ в пределах Непско-Ботуобинской антиклизы и Ангаро-Ленской ступени соответственно). Здесь локализованы уникальные по запасам газовые месторождения, Ковыктинское и Чаяндинское, занимающие в мировом рейтинге соответственно 25 и 40 место, а также крупное Талаканское нефтяное месторождение.

- Усть-Ленский пояс НГН закономерно отображается в аномальном магнитном и гравитационном поле. Само положение пояса (полирифта) было определено по магнитному полю как линейные отрицательные аномалии с сопряженными положительными аномалиями (рис.1).

**СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ
И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.**

Отдельные фрагменты полирифта контролируют размещение вышеназванных зон НГН и месторождений. Судя по магнитному полю, «полирифтность» пояса, равно как и резкое изменение его простирания, связано с процессами, результатом которых стали линейные положительные магнитные аномалии субмеридиального и северо-западного простирания. Самая значительная аномалия протягивается от широты 52° (Ангаро-Ленская ступень, Ковыктинское месторождение) до широты 63°, где она выклинивается вблизи Туринской мегавпадины с траповым базальтоидным магматизмом триасового возраста. Ковыктинское месторождение находится на южном выклинивании субмедианальной положительной аномалии (рис.1), юго-западная граница Талакано-Чаяндинской зоны НГН ограничивается межрегиональной структурой северо-западного направления, затухающей также в направлении к Туринской мегавпадине.

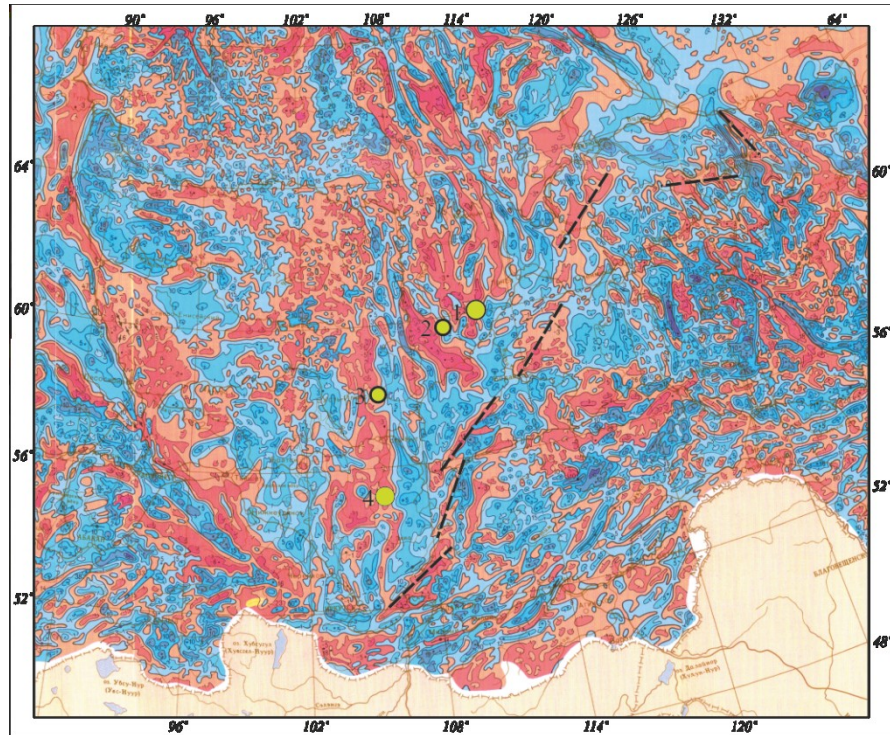


Рис.1 Карта аномального магнитного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с положением Усть-Ленского пояса НГН. Изолинии (ΔT)_a в мЭ. Месторождения: 1 – Чаяндинское; 2 – Талаканское; 3 – Ярактинское; 4 – Ковыктинское

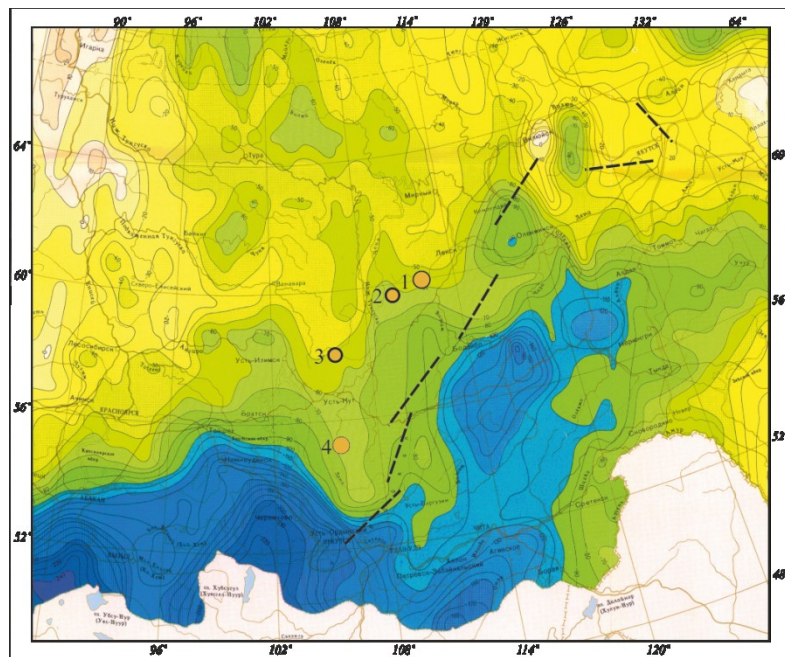


Рис.2 Карта аномального гравитационного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с положением Усть-Ленского пояса НГН. Редуция Буге. Изолинии в мГл

Усть-Ленский пояс НГН закономерно располагается также относительно гравитационных аномалий (рис.2), в первую очередь, интенсивной отрицательной аномалии (северное окончание планетарной), отражающей обрамляющие платформу складчатые области. В пределах платформы следует обратить внимание на субмеридианальную гравитационную аномалию, в створе которой находятся Ковыктинское и Ярактинское месторождения, и которая соответствует отрицательной и сопряженной с ней оположительной магнитной аномалии (рис.1). Субмеридианальное простирание геофизических аномалий рифтогенной структуры, контроль ими месторождений углеводородов, а также отображение в расположении речной сети (рис.2) роднит эти геофизические аномалии с магнитными аномалиями (триасовый базальтовый магматизм) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Литература

1. Бессмертная А.В. О природе геофизических аномалий шельфа моря Лаптевых и его обрамления // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 1. – С. 278-280.
2. Гаврилов В.П. Пояса нефтегазонакопления Арктики, перспективы их освоения // Геология нефти и газа. – М., 2013. – № 2. – С. 12-22.
3. Заварзина Г.А. Тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности западной части моря Лаптевых: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Мурманск, 2013 г. – 143 с.
4. Мельников Н.В., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1151-1163.

ОЦЕНКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ УФИМСКОГО ЯРУСА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

И.А. Бурносова

Научный руководитель Л.С. Окс
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», г. Краснодар, Россия

Терригенные отложения традиционно считаются наиболее простыми при составлении петрофизических моделей и интерпретации материалов ГИС, однако и для них существует свой набор осложняющих факторов: карбонатизация, алевроитность, включения пропластков иной литологии и т.п. Все эти признаки наблюдаются в терригенных отложениях уфимского яруса северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Основная их часть представлена песчано-алевролитно-глинистыми породами, сформированными за счет сноса обломочного материала по рекам со стороны Урала, с последующим образованием структурно-литологических ловушек [1]. Наблюдаются карбонатизация ряда интервалов (Ккарб до 60 %); высокая алевроитность, существенно влияющая на показания гамма-каротажа (ГК); встречаются пропластки углей. Вследствие этого возникают определенные трудности при проведении интерпретации ГИС и оценке физико-емкостных свойств коллекторов.

При выделении проницаемых пропластков хорошо показали себя микрометоды (МКЗ), но они были проведены в ограниченном числе скважин, что не позволяет сделать их основным методом выделения коллекторов. Также возникают проблемы в интерпретации основных методов пористости – акустического (АК), нейтронного (НК) и плотностного (ГКп) – за счет сложного литологического состава, проблем с оценкой констант скелета и вводом поправок за глинистость (ГК в большей степени чувствителен к алевролитам, чем к глинам). На качественном уровне хорошо себя зарекомендовал метод ПС. Для перехода к количественным оценкам в условиях отсутствия опорного песчаного пласта для вычисления двойного разностного параметра ($\alpha_{ПС}$) использована расчетная линия песков. Зависимости $\alpha_{ПС}$ от пористости и проницаемости, измеренных на керне, приведены на рисунке 1. Формулы получены с учетом взаимозависимости параметров.

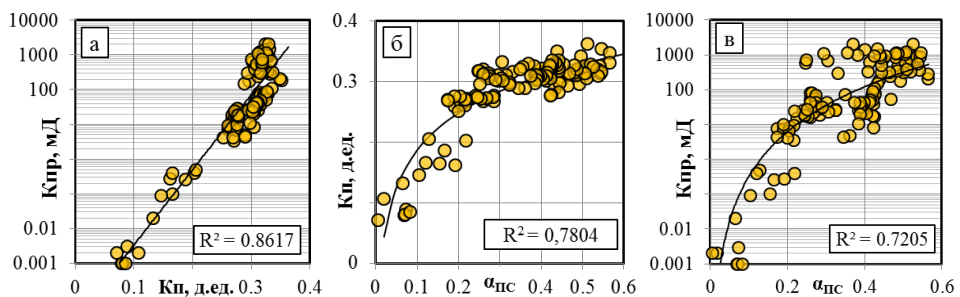


Рис.1 Зависимости проницаемости от пористости по керну (а), пористости по керну от $\alpha_{ПС}$ (б) и проницаемости по керну от $\alpha_{ПС}$ (в)

Полученные зависимости позволяют определить пористость и проницаемость. Однако данная методика имеет и ряд недостатков: низкую вертикальную разрешающую способность, пропуск плотных пластов и углей,