

аномалии искусственно созданного (наведенного) электрического поля с аномалиями постоянного естественного электрического поля. Анализ проведен на основе сопоставления двух графиков СЭП и ЕП. Выявлено, что инфильтрационные процессы преобладают в массиве горных пород перешейка, а по берегу озера на склоне гор имеют место диффузионно-адсорбционные процессы.

Автор выражает благодарность своим коллегам студентам-геоэкологам и преподавателям Института наук о Земле за помощь в проведении эксперимента и сбора данных по комплексу «Лиманчик».

Литература

1. Комплексное экологическое обследование особо охраняемых природных территорий регионального значения в целях снятия с них статуса особо охраняемой природной территории в связи с утратой ими своей ценности, как природных объектов или вхождением в границы более крупной особо охраняемой природной территории: МО город-Новороссийск. – Краснодар, 2013. – 66 с.
2. Фоменко Н.Е. и др. Опыт-экспериментальные геофизические исследования на перешейке между озером Малый Лиман и Черным морем // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Том IX / Под ред. И.А. Керимова, В.Б. Заилишвили, В.И. Черкашина. – М.: ИИЕТ РАН, 2019. – С. 515-523.
3. Шевнин В.А. Распознавание природы аномалий ЕП – важный шаг качественной интерпретации // Геофизика. – 2019. – № 1. – С. 21-24.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРНОЕ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

М.М. Базылев

Научные руководители доцент Ю.В. Колмаков, доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Северное нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на северной границе Томской области с Ханты-Мансийским автономным округом, является средним по запасам и уникальным по сложности геологического строения. При небольших размерах по площади месторождение имеет очень большой диапазон вертикальной нефтегазоносности – более 1,5 км, а входящие в него продуктивные горизонты приоритетно развиты в различных регионах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: ПК – на севере (регион Уренгоя), А и Б – в серединной части (регион Самотлора), Ю – в южной части (Томская область). Соотношение горизонтальных и вертикальных размеров Северного месторождения находится в противоречии со статистическими данными по Томской области (Конторович и др., 2001).

Выявление геолого-геофизических условий локализации нефтегазовых залежей на Северном месторождении актуально само по себе как уникального явления, а также в связи с истощением запасов углеводородов в главных добывающих регионах Западной Сибири и поисками глубокозалегающих залежей на этих хорошо освоенных территориях как геолого-геофизические признаки многопластовых месторождений.

Для решения поставленной задачи сделан анализ результатов геофизических исследований скважин: в пределах северного купола структуры – 8 скважин, в центральной части южного купола – 1 скважина (311). Принятые требования к выбору скважин для исследования: вскрыт полный разрез от сеномана до юры включительно, от горизонтов ПК1 до продуктивного Ю1; полный комплекс методов ГИС и доступная цифровая информация; компактное размещение на карте. Номера исследованных скважин – условные. Используются геолого-геофизические параметры пластов: общие эффективные (пористые проницаемые) толщины «h общая»; газонасыщенные «h_г» и нефтегазонасыщенные «h_{нг}» толщины; коэффициенты нефтегазонасыщенности «К_{нг}» в долях единицы, мощности покрывших пластов «h покрывши». Сделан качественный и количественный (преимущественно статистический) анализ этой информации.

Результаты исследований приведены в таблице, на рисунках 1, 2 и кратко сводятся к следующему.

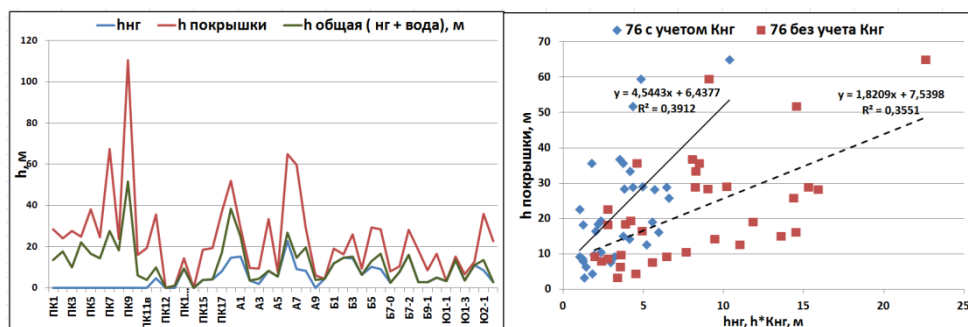


Рис.1 Результаты исследований данных ГИС по разрезу скважины 76

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

- Для оценки геолого-геофизических условий локализации нефтегазовых залежей на Северном месторождении вполне достаточно использования упрощенного параметра продуктивности горизонта, разреза скважины в целом – газонасыщенные и нефтегазонасыщенные толщины.

В пользу этого заключения говорят следующие данные. Наблюдаются согласованные изменения h_{ng} и h -общая в разрезах большинства изученных скважин (рис.1), улучшение корреляции между этими параметрами в наиболее продуктивных скважинах и в наиболее продуктивных интервалах разрезов (табл.). Происходит незначительное улучшение тесноты связей при учете K_{ng} – величина достоверности линейной аппроксимации R^2 повысилась незначительно – 0,3551 до 0,3912.

Таблица

**Геолого-геофизическая информация по разрезам изученных скважин
(размещены в порядке понижающейся продуктивности – по h_{ng})**

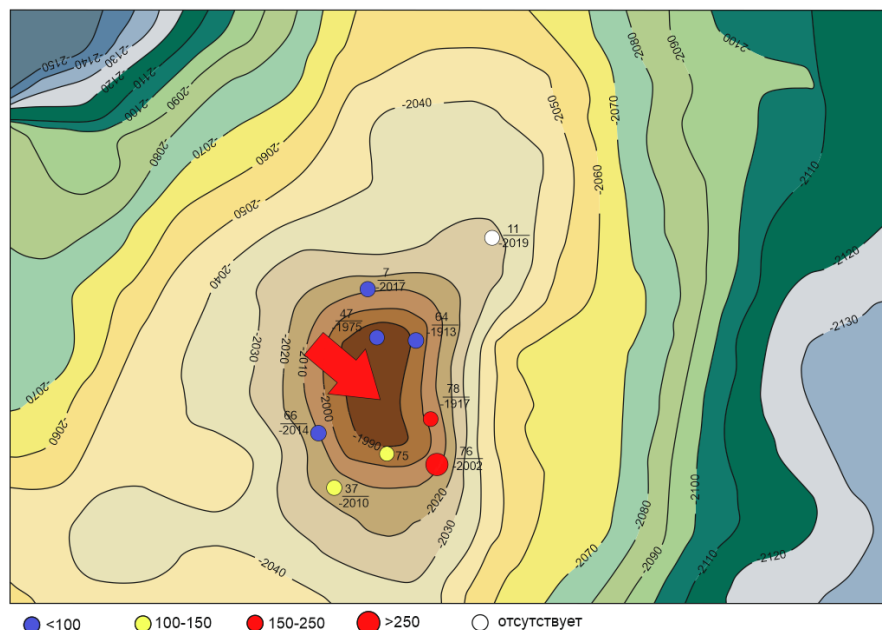
Параметры / Скважины	76	78	75	37	311	47	64	66	7
h общая, м	562,65	500,7	477,7	598,6	549,9	478,7	551,6	597,7	537,7
h_{ng} , м	268,8	183,8	162	144,8	121,4	79,3	55,1	46,8	21,8
Абс. глубина кровли ПК1	873,26	654,3	699,5	402,2	440,9	431,2	431,7	403,2	429,5
Ю1: $h_{ng} * K_{ng}$, м	17,76	8,58	4,1	3,41	4,85	9,8	8,69	7,32	7,77
Б01: $h_{ng} * K_{ng}$, м	4,74	5,62	5,46	2,9	0	0	0	0	0
Верхний пласт с « $h_{ng} > 0$ »	ПК11	ПК8	ПК9	ПК1	ПК1	ПК1	ПК1	ПК1	А1

- Наблюдается закономерное изменение исследуемых параметров по разрезам изученных скважин.

Эффективные общие толщины (по сути – толщины коллекторов) в среднем увеличиваются от наиболее глубокого горизонта Ю вверх, что объясняется падением давления при уменьшении глубины. В интервале Ю1 – ПК13 (самый верхний из горизонтов с доказанной промышленной нефтегазонасыщенностью) h_{ng} изменяется в целом согласованно с волнообразным изменением эффективных общих толщин. При этом наблюдается тенденция в сокращении различий между значениями обоих параметров на глубину (рис.1, таблица).

Изменение фазового состава и мощности покрывки: а) во всех скважинах, за исключением скважины 76, горизонт Ю1 исключительно нефтяной; б) в скважине 76 Ю1 газовый как покрывка нефтяных пластов Ю2; такая же газовая покрывка имеет место в верхнем пласте горизонта Б.

Влияние покрывки на продуктивность пласта: а) в целом изменение мощности покрывки по разрезу согласуется с изменением общих и нефтегазонасыщенных толщин (рис.1); б) невысокие значения R^2 в паре «продуктивность пласта – мощность покрывки», скорее всего, связаны с наличием в разрезах продуктивных скважин маломощных покрывок высокого качества, например, баженовская свита [2]; в разрезе скважины 76 подобная ситуация имеет место и для верхних (газовых) пластов также горизонтов ПК13 и Б01. Все эти данные указывают на аномально высокие пластовые давления (АВПД) в разрезах продуктивных скважин. По мнению А.А. Нежданова, Ю.А. Загорского и др. [1] наличие АВПД на значительном вертикальном стратиграфическом интервале является признаком нефтеносности глубоких горизонтов на севере Западной Сибири, таких месторождений как Уренгой, Ямбург и др.



**Рис.2 Положение исследованных скважин на структурной карте.
Северный купол, отражающий горизонт ОГ П^a (подошва баженовской свиты)
(на карте указаны номера скважин, глубины пересечения юры, интервалы суммарных h_{ng} , м)**

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 нефтегазонаосной 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 нефтегазонаосной области (НГО) и Ангаро-Ковыктинская зона НГН в пределах Ангаро-Ленской НГО [4]. Они характеризуются преимущественно вендским возрастом нефтегазонаосных 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).