

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Опыт и результаты. — М.: Наука, 1994. — 320 с.
2. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка. — 3-е изд., перераб. — М.: Недра, 1980. — 551 с.
3. Клаербоут Д.Ф. Сейсмическое изображение земных недр. — М.: Недра, 1989. — 405 с.
4. Пузырев Н.Н. Методы сейсмических исследований. — Новосибирск: Наука, 1992. — 236 с.
5. Аппроксимация годографов сейсмических волн полиномами минимального порядка при их автоматическом прослеживании: В сб.: Аналого-цифровые вычислительные системы и их применение / Вылегжанин О.Н., Иванченков В.П.; Томск. политехн. ин-т. — Томск, 1989. — С. 179–186. — Рус. — Деп. ВИНТИ 19.12.1989, № 7493 — В89.
6. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. — М.: Высшая школа, 2008. — 544 с.
7. Лоссовский Е.К. Теоретические сейсмограммы на идеализированных моделях нефтегазовой залежи // Геофизический журнал. — 1982. — Т. 4. — № 5. — С. 26–35.
8. Лоссовский Е.К., Гордиенко Л.Я., Макачук Л.С. Синтетические сейсмограммы на идеализированных моделях нефтегазовой залежи // Геофизический журнал. — 1985. — Т. 7. — № 4. — С. 42–54.

Поступила 08.04.2010 г.

УДК 550.834.05

ПРИМЕНЕНИЕ АМПЛИТУДНО-ИНТЕРПРЕТАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА НЕФТЬ И ГАЗ (ВОСТОК ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

С.В. Зимина*, Г.И. Тищенко, К.Ю. Смирнова, О.Д. Елисеева

*Томский политехнический университет

Томский филиал ФГУП «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья»

E-mail: zimina-70@mail.ru

На основе геолого-геофизической изученности восточных районов Томской области выполнен ряд геологических задач. Осуществлено районирование прогнозно-нефтегазоперспективных территорий по аномальным сейсмическим эффектам в мезозойских отложениях. Установлено, что разработанная методика с применением новых технологий прогноза залежей углеводородов может быть использована при проведении геологоразведочных работ для дальнейшего изучения территории. Сделан вывод о размещении прогнозно-перспективных локализованных участках на территории исследования.

Ключевые слова:

Комплекс методов, залежь, сейсморазведочные работы.

Key words:

Complex of methods, accumulation, seismic survey.

Уже более полувека в геологической литературе идет диспут о перспективах нефтегазоносности мезозоя юго-востока Западной Сибири. По этому поводу существуют различные мнения, в том числе и о высоких перспективах нефтегазоносности этих районов [1, 2]. С другой стороны, А.Э. Конторович и др. (1975 г.) [3] эти территории показал как мало-перспективные для поисков скоплений углеводородов в мезозое или как бесперспективные.

В рамках государственного контракта рассматривается территория правобережья р. Оби, включая Восточно-Пайдугинскую впадину и прилегающие территории вдоль регионального профиля «Южсибгеосейс-1» (рис. 1). Анализ геолого-геофизической изученности показал, что восточные районы Томской области исследовались неравномерно. Только с 1996 г. началось планомерное выполнение региональных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д. Объемы бурения параметрических скважин остаются небольшими — на 36 площадях

пробурено 58 скважин, из них 5 — опорных и 16 — параметрических. Тем не менее, накопленная информация позволяет, используя различные методики прогнозирования углеводородных скоплений, дать оценку перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Восточно-Пайдугинской впадины и прилегающих территорий.

Для достижения поставленной цели на рассматриваемой территории специалисты ТФ СНИИГГиМС провели детальный комплекс исследований геолого-геофизической информации, включающий методику прогнозирования углеводородных скоплений по аномальным сейсмическим эффектам в отраженных волнах, основанную на переработке и спецобработке сейсмических профилей по технологичным обрабатывающим и сервисным программам «Энергосейс», «АИК», «SAM».

Рассмотрим более подробно одну из основных методик, применявшейся в данной работе. Было осуществлено районирование нефтегазоперспек-

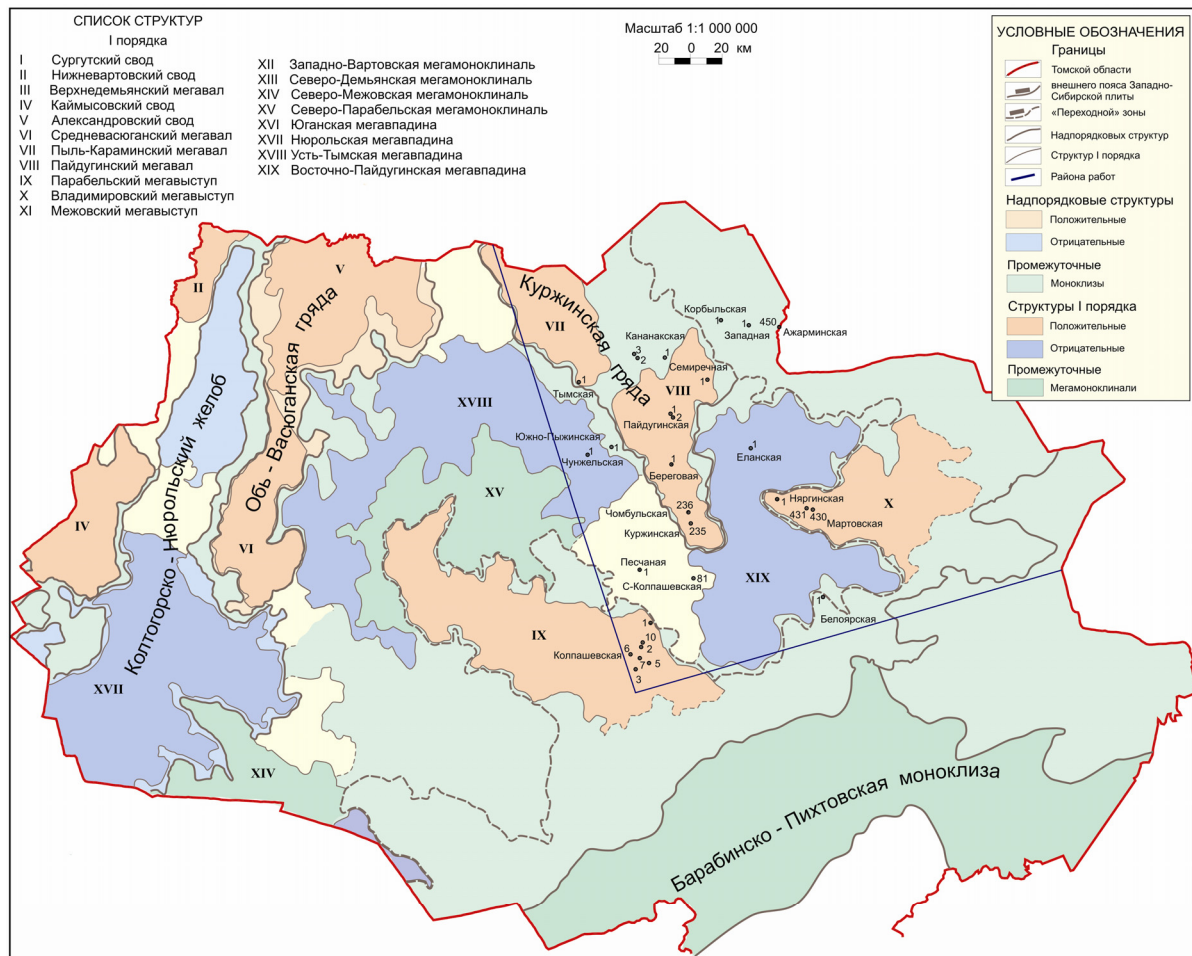


Рис. 1. Обзорная карта территории исследований

тивных территорий, а также выделено 9 зон с локализованными участками, на которых подсчитаны ресурсы углеводородов (рис. 2).

Методика прогнозирования углеводородных скоплений по аномальным сейсмическим эффектам

Теоретической основой возникновения аномальных сейсмических эффектов в полях полезных отраженных волн является флюидодинамическая модель формирования залежей нефти и газа. Согласно этой модели, углеводородно-газово-водные смеси (флюиды), мигрируя вверх по разрезу осадочного чехла, заполняют высокочемкие породы на пути следования. При этом, одни компоненты, такие как CO_2 , вода преобразуют породы, а другие — углеводороды — скапливаются под региональными и зональными покровными. Этот непрерывный процесс миграции флюидов возможен только в тектонически активных зонах в динамично развивающихся структурных элементах.

Мигрирующие флюиды, являясь агрессивными химическими соединениями, способны в значительной степени изменять первоначальный облик отложений. В зависимости от литологического состава вмещающих пород и гидродинамической об-

становки такие изменения проявляются в многообразных формах, отличающихся как по типам новых минеральных образований, степени переработки, так и по масштабам их проявления. В результате суммарного наложения геохимических процессов на путях миграции флюидов происходят наиболее глубокие преобразования минерального состава пород, которые нарушают первоначальное состояние среды и порождают аномальные эффекты в физических полях.

Р.С. Сахибгареев [4], Ю.В. Щепеткин [5] и др. доказывают, что под воздействием флюидов осадочные породы, вмещающие окружающие залежи, а также находящиеся на путях миграции углеводороды, испытывают многообразные и существенные преобразования минерального состава и структурно-текстурных форм. Р.С. Сахибгареев [4] показал, что по мере стадийного заполнения ловушки углеводородами непосредственно на уровнях стабилизации водонефтяного контакта под воздействием продуктов их неполного окисления происходит растворение основных породообразующих минералов: кварца, карбонатов, полевых шпатов и переотложение их в виде регенерационных новообразований, конкреций и т. д. В результате под во-

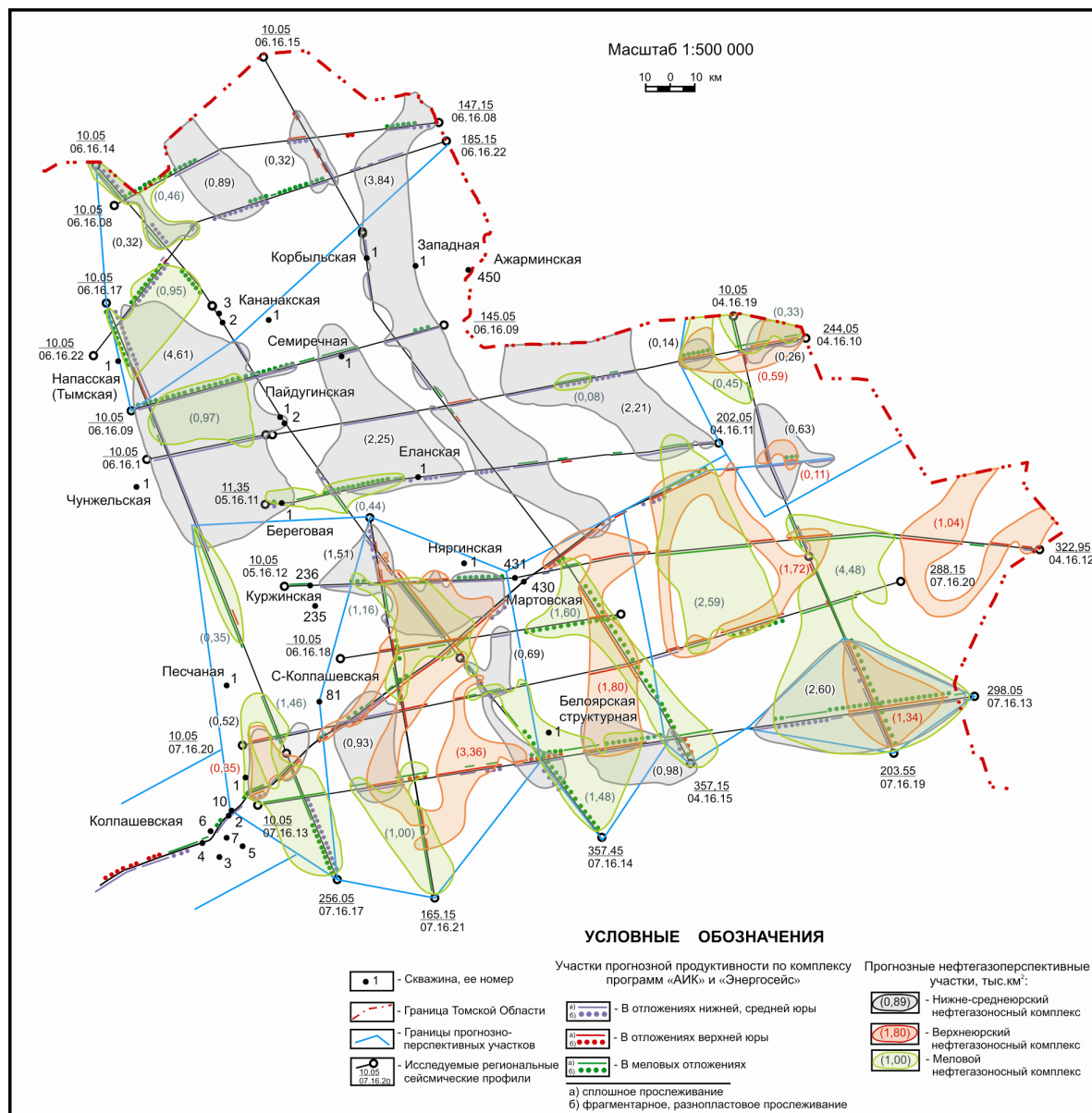


Рис. 2. Схематическая карта размещения прогнозно-нефтегазоперспективных локализованных участков по мезозойским отложениям Восточно-Пайдугинской впадины и прилегающих территорий

донефтяным контактом образуется зона разуплотнения пород, а ниже её — зона цементации. Много-стадийное формирование или разрушение залежей обуславливает существование нескольких зон разуплотнения и цементации на уровнях стабилизации древних водонефтяных контактов. В результате образуется полосчатое чередование зон с высокими и очень низкими коллекторскими свойствами.

По данным С.Г. Семёновой [6], вследствие диффузии и эффузии нефтегазосодержащих соединений, над скоплениями углеводородов и вокруг них образуются зоны осадочного чехла с эпигенетически преобразованными отложениями. Непосредственно на контакте залежи с непроницаемыми глинистыми покрывками, как правило, образуются более жёсткие минералы, такие как сульфаты,

карбонаты, сульфиды, сера и др. Выше по разрезу идут процессы растворения, переотложения, аморфизации, выщелачивания, кавернообразования, приводящие к увеличению пористости этих отложений и, как следствие, уменьшению их акустической жёсткости. Мощность этой зоны может достигать 1000...3000 м.

Степень участия углеводородных флюидов в процессах вторичных изменений вмещающих пород прослежена Ю.В. Щепёткиным [7] на Салымской группе месторождений. Им установлено, что, в процессе формирования залежей углеводородов, изменение первичного облика осадочных пород может происходить за счёт развития вторичных рудных минералов — различных форм железа (лимонита, гидрогетита и др.).

Выводы о влиянии процессов миграции флюидов на осадочные породы были проверены и подтверждены при изучении петрофизических свойств пород на месторождениях Нюрольской впадины Западно-Сибирской плиты нашими исследованиями, проведёнными на Арчинском и Урманском месторождениях Томской области. Результаты исследований показывают, что в породах, перекрывающих нефтяные и газовые залежи, вторичное минералообразование выражается в проявлении сидерита и пирита, содержание которого в породе может достигать 50...60 %.

Результаты детального изучения разрезов изменённых пород верхней части доюрских образований на Герасимовском месторождении Томской области явились не только подтверждением влияния флюидов на процессы преобразования минерального состава вмещающих пород, но и послужили доказательством генетической связи вторичной минерализации с формированием коллекторов.

Установлено, что в пористых кварц-каолинитовых породах повсеместно отмечаются следы миграции нефти в порах и трещинах, зачастую выполненных эпигенетическими минералами. В породах переходной зоны в стилолитовых швах и интерстициях кристаллов кальцита, заполняющих трещины, присутствует окисленная нефть. В свежих или слабоизменённых породах наряду с редкими трещинами, заполненными окисленной нефтью, присутствует рассеянное органическое вещество, в составе которого преобладает сильно разложенное сапропелевое. Таким образом, производные нефти и эпигенетические минералы — кварц, кальцит, сидерит, каолинит связаны между собой пространственно и закономерно распределены по профилю изменённых пород. Определяющим контур нефтегазонасыщения пород поверхности палеозоя на Герасимовской площади является гравитационный фактор, так как основная залежь приурочена к наиболее приподнятой части рельефа. Здесь и отмечены наибольшие толщины и высокая проницаемость изменённых пород в разрезах скважин, что является одним из подтверждений связи процессов нефтегазоаккумуляции, преобразования нефтемещающих пород и формирования коллекторов.

В пределах миграционного следа, наряду с вторичной минерализацией, возникают ореолы рассеяния углеводородов в виде включений микроастиц битумов в минеральные новообразования, которые по данным Р.Ш. Хайретдинова [8] сопровождаются увеличением содержания в разрезе радиоактивных элементов и могут быть обнаружены методом гамма-каротажа.

Сейсмогеологические условия в зонах вторичной минерализации, связанной с влиянием углеводородов, претерпевают заметные изменения. Подтверждением этому служат результаты анализа материалов метода общей глубинной точки на месторождениях Томской области, которые показывают,

что преобладающее количество нефтегазопроявлений фиксируется в волновой картине зонами затухания интенсивности волн, отражённых от отложений, вмещающих и перекрывающих залежи нефти и газа. Для них характерны следующие особенности: резкое, скачкообразное понижение амплитуды отражённых волн в аномальной зоне; зависимость интенсивности затухания амплитуд от степени нефтенасыщенности разреза; коррелируемость сейсмических аномалий по площади.

Понижением энергии сейсмических волн отмечаются скопления углеводородов в каждом нефтегазоносном комплексе: зоне контакта пород палеозоя, юрском и меловом. Одной из главных особенностей является то, что аномальные зоны образуют субвертикальные столбы, которые на временных разрезах прослеживаются от границы F_2 , отождествляемой с поверхностью доюрских образований, через юрский в меловой интервал. Наиболее ярко эта особенность проявляется в тектонически активных областях и на площадях, где отсутствуют надёжные региональные и зональные покровы для залежей углеводородов. Интенсивность сейсмических аномалий зависит также от фазового состояния углеводородов. Отмечено, что нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения проявляются в сейсмической записи более выразительно, чем нефтяные. Это можно объяснить большей миграционной способностью и агрессивностью газовых фракций.

Вышеперечисленные геохимические предпосылки и выявленные в результате статистического анализа закономерности изменения сейсмической записи в пределах месторождений нефти и газа позволяют использовать энергетические и амплитудные характеристики отражённых волн для прямого прогнозирования зон нефтегазоаккумуляции. Для реализации этих возможностей в 1996 г. был создан программный комплекс «Энергосейс», а затем под руководством и по идеологии Г.И. Берлина В.И. Кукушкиным был создан программный комплекс «АИК» (амплитудно-интерпретационный комплекс).

Оценка перспектив нефтегазоносности на основе картирования аномальных сейсмических эффектов по региональным профилям

На схематической карте размещения локализованных участков прогнозного углеводородонасыщения в мезозойских отложениях Восточно-Пайдугинской впадины Томской области (рис. 2) показаны территории возможного распространения локализованных ресурсов углеводородов (категория Д-1). Такой подход к оценке перспектив нефтегазоносности, несмотря на редкую сеть сейсмических профилей и небольшое количество пробуренных скважин, обусловлен тем, что однотипные сейсмические аномалии на сейсмических профилях группируются на конкретных участках тектонических элементов и фациальных зон и, по-видимому,

отражают геологические условия, благоприятные для скоплений углеводородов. С этих позиций часть изученной территории, не вошедшая в контур локализованных участков, оказалась практически бесперспективной, и только слабая их изученность не позволила придать ей такой окончательный статус, а отнести к потенциально перспективной (категория Д-2), тем более, что контуры локализованных участков проведены достаточно условно, т. к. сеть исследованных профилей не позволяет осуществить более точную локализацию участков с однотипным характером проявления аномальных сейсмических эффектов.

Прогнозно-перспективные локализованные участки

Картирование прогнозно-продуктивных участков по отложениям нижней, средней юры осуществлялось не по каждому нефтегазоносному горизонту, а по однотипности проявления сейсмических аномалий в разрезе. Как правило, наблюдается прогнозная продуктивность нескольких пластов в отложениях тюменской свиты, или в пространстве они заменяют друг друга, тогда этот участок профиля представляется единым прогнозно-продуктивным. Попластовое прогнозирование скоплений углеводородов по аномальным сейсмическим эффектам в ниже-среднеюрских отложениях практически невозможно из-за отсутствия надежных сейсмических реперов и малого количества пробуренных скважин, что не позволяет осуществлять надежную пространственную корреляцию. Локальные прогнозно-продуктивные участки оконтуривались путем прослеживания в пространстве участков сейсмических профилей с близкими по характеру проявления аномальными сейсмическими эффектами и, как предполагается, в одинаковых по стратиграфическому положению пластах.

Таким путем выделены все зоны прогнозного-нефтегазонасыщения в ниже-среднеюрских отложениях. Поскольку из сейсмических разрезов видно, что флюидопотоки проходили юрские отложения снизу по вертикали или с некоторым смещением, то насыщение пластов углеводородами наблюдается чаще в нижней части разреза, особенно на бортах положительных структур. На временных разрезах видно, что прогнозно-углеводородонасыщенные пласты пространственно связаны с распространением глинистых пачек. Наиболее часто и на значительной площади исследуемой территории прогнозные углеводородонасыщения наблюдаются под углисто-глинистой пачкой пород, которая прослеживается на большие расстояния и,

скорее всего, вместе с подстилающими песчаниками формирует отражающую границу 1-а₁₀ (У-10). Прогнозно-продуктивными песчаниками в этом случае являются пласты Ю₁₂, Ю₁₄₋₁₅.

На участках, где эта пачка пород опесчанивается, наблюдается прогнозные углеводородонасыщения в вышележащих пластах.

Там, где мощность ниже-среднеюрских отложений небольшая (Карбинская, Чачанская площади), прогнозные углеводородонасыщения наблюдаются в кровельной части данного разреза.

В целом, по ниже-среднеюрским отложениям, можно заметить, что протяженные прогнозно-нефтегазонасыщенные пласты наблюдаются на склонах поднятий и в прогнутых участках рельефа. Сводовые части локальных поднятий характеризуются либо отсутствием, либо фрагментарным прогнозным насыщением углеводородов.

На рис. 1 видно, что локальные участки прогнозной продуктивности ниже-среднеюрских отложений распространены повсеместно, но не на всей рассматриваемой территории. Площадное укрупнение участков, в определенной степени, связано с редкой сетью сейсмических профилей, сгущение которой может раздробить прогнозные участки на более мелкие. Наиболее обширные участки прогнозной продуктивности ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса наблюдаются в северной части востока Томской области. Они имеют северо-западное простирание, что соответствует расположению крупных положительных структур и главных разрывных нарушений в фундаменте.

В верхнеюрском нефтегазоносном комплексе сейсмические аномалии тяготеют к прогнутым зонам и бортам структур разного порядка. Наиболее обширные участки прогнозно-продуктивных отложений закартированы в Варгатском мезопрогибе в области сочленения Владимировского выступа с Восточно-Пайдугинской мегавпадиной, располагаясь субширотно в центральной части исследуемого района. Прогнозно-продуктивные зоны по меловым отложениям совпадают в пространстве с прогнозно-углеводородонасыщенными зонами юрских отложений, что указывает на их одинаковую генетическую природу.

Таким образом, по сейсмогеологическим данным территория Восточно-Пайдугинской впадины представляется высокоперспективной для создания новых объектов нефтегазодобычи. Отсюда следует, что здесь возможно открытие крупных и средних месторождений углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Седиментогенез и геохимия ниже-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири / под ред. В.С. Суркова, О.В. Серебренниковой, А.М. Казакова и др. — Новосибирск: Наука, 1999. — 213 с.
2. Сурков В.С. Нефтематеринские толщи в ниже-среднеюрском комплексе юга Западной Сибири (Томская область) // Доклады РАН. — 1998. — Т. 359. — № 5. — С. 23–28.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / под ред. А.Э. Контаровича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова и др. — М.: Недра, 1975. — 680 с.

4. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных месторождений. — Л.: Недра, 1989. — 260 с.
5. Щепеткин Ю.В. Геохимические особенности процессов в зоне ВНК залежей // Труды ЗапСибНИГНИ. — Тюмень, 1976. — Вып. 113. — С. 96–103.
6. Семенова С.Г. Геохимическая и физическая модель разреза осадочного чехла в пределах месторождений углеводородов и над ними // Прикладная геофизика. — 1988. — Вып. 119. — С. 82–89.
7. Образование и распространение нефти / под ред. В. Тиссо, Д. Вельте / Пер. с англ. — М.: Мир, 1981. — 250 с.
8. Хайретдинов Р.Ш., Хайретдинов Р.Р., Зорин Е.З. и др. О применении метода ГК для выявления ореолов рассеяния УВ над нефтяными залежами // Геология нефти и газа. — 1990. — № 5. — С. 37–40.

Поступила 14.10.2010 г.

УДК 550.832

АНАЛИЗ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДАННЫХ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.С. Ошлакова

Томский политехнический университет
ОАО «ТомскНИПИнефть»
E-mail: oshlakovaas@sibmail.com

Рассмотрена проблема низкоомности коллекторов и выявлены критерии их выделения в разрезах скважин. Приводится сравнительный анализ определения различными способами насыщения низкоомных коллекторов. Сопоставлены фильтрационно-емкостные и эксплуатационные параметры. Сделан вывод о том, что низкоомность коллекторов обусловлена электропроводностью глинистых минералов.

Ключевые слова:

Месторождения углеводородов, геофизические исследования скважин, низкоомные продуктивные коллекторы, электропроводящие минералы, глинистые минералы.

Key words:

Hydrocarbon fields, well geophysical survey, low-resistivity pay, mineral electrical conductivity, argillaceous minerals.

Низкоомным называют пласт, при оценке нефтеносности которого по стандартной методике интерпретации геофизических данных возникают несоответствия в расчетном коэффициенте нефтенасыщенности по геофизическим данным и результатами опробования скважиной продукции. Такие коллекторы распространены на многих месторождениях Западной Сибири: Катлыгинском, Онтонигайском, Западно-Катлыгинском, Первомайском и Оленьем, рис. 1.

Проблема определения насыщенности таких коллекторов, обычно, решается на качественном уровне в процессе оперативной обработки материалов геофизических исследований скважин, т. к. источниками низких сопротивлений коллекторов выступает целый комплекс физико-химических и геологических факторов [1, 2]:

- содержание и распространение глинистого компонента в породе;
- наличие электропроводящих минералов;
- особенности проявления переходных зон «нефть-вода»;
- текстура и структура породы;
- размер и форма зерен, слагающих породу;
- размер пор и их конфигурация;
- минерализация пластовых вод;
- расположение изучаемой структуры в близости от системы глубинных разломов, которые обес-

печивают наличие макро- и микротрещиноватости коллектора.

По результатам исследований И.А. Мельника и др. установлено заметное влияние на электрическое сопротивление нефтенасыщенных коллекторов аутигенных электропроводящих минералов. Главным образом, пирита, марказита, гидроокислов железа и титанистых минералов, которые представлены как отдельными минеральными видами, так и разными генерациями. Эти авторы связывают низкоомность коллекторов с высокой минерализацией пластовой воды и присутствием в пласте глинистого минерала гидрослюда (иллита, гидромусковита) [2].

В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников отмечают, что минералы группы монтмориллонита и смешанослойные образования гидрослюда обладают раздвижной кристаллической решеткой. При гидратации этих минералов (при взаимодействии с водой) молекулы воды могут входить в промежутки между элементарными слоями кристаллической решетки и существенно раздвигать их [1].

По результатам анализа отечественной и зарубежной литературы были выявлены три основные причины, занижающие сопротивление коллектора [3]:

- малые толщины коллекторов и частое переслаивание песчаных и глинистых пород;